

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Прогнозирование зон развития высокопроницаемых коллекторов на основе методики гидравлических единиц потока (на примере Крапивинского нефтяного месторождения) УДК 552.578.2.061.4:550.83(571.16)

Студент

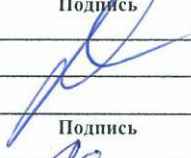
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2TM91	Кононов Владимир Сергеевич		15.06.21

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД ТПУ	Чернова О. С.	Д. Г.-М. Н.		15.06.21

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент, ОНД ТПУ	Рукавишников В.С.	PhD		15.06.21

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор, ОНД ТПУ	Белозеров В.Б.	Д. Г. -М. Н.		15.06.21

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор, ОНД ТПУ	Чернова О.С.	Д. Г. - М. Н.		15.06.21

Томск – 2021 г.

Результаты освоения образовательной программы
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		представителей других этносов и конфессий
		И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

5.2. Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК-1. Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий
		И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения
		И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
Работа с информацией	ОПК(У)-3. Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты
		И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
		И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли
	ОПК(У)-4. Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической

		технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе
		И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии
		И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: Научно-исследовательский				
4 19. Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	1. Осуществление научных исследований в области профессиональной деятельности	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235);</i> <i>ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья</i>	ПК -1. Способен проводить анализ и обобщение научно-технической информации по теме исследования, осуществлять выбор методики и средств решения задачи, проводить патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга	И.ПК-1.1. Анализирует и обобщает научно-техническую информацию по теме исследования, осуществляет выбор методики и средств решения задачи, проводит патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга
			ПК-2. Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы	И.ПК-2.1. Планирует и проводит аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивает данные и делает выводы
	2. Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	19.021 <i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10.03.2015 г. № 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31.03.2015 г. № 36656)</i> <i>ОТФ. Код В. Организация геолого-промысловых работ</i> <i>Профессиональный стандарт</i>	ПК-3. Способен использовать профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов	И.ПК-3.1. Использует профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		« <i>Специалист-петрофизик</i> », утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411). <i>ОТФ. Код С.</i> Организация процесса исследований физических свойств кернового материала нефтегазовых месторождений и цифровой обработки полученных петрофизических данных	ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных	И.ПК-10.1. Разрабатывает документацию, планирует и выполняет исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных
	3. Осуществление технического руководства по выполнению научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, разработки комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ и непосредственное участие в их выполнении	<i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик</i> , утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411) <i>ТФ. Код С/01.7.</i> Разработка плановой и проектно-сметной документации на объекты исследований физических свойств кернового материала горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных <i>Профессиональный стандарт «Специалист по организации и управлению научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами»</i> , утвержденный приказом Министерства труда и социальной	ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных ПК-11. Способен организовывать и выполнять научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации	И.ПК-10.1. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных И.ПК-10.2. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных И.ПК-11.1. Организует и выполняет научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации

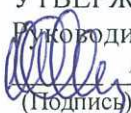
Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		защиты Российской Федерации от 11 февраля 2014 г. N 86н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 21 марта 2014 г., регистрационный №31696) <i>ОТФ. Код D.</i> Осуществление руководства разработкой комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ <i>ТФ. Код. D/01/7.</i> Организация выполнения научно-исследовательских работ в соответствии с тематическим планом организации		
Тип задач профессиональной деятельности: Технологический				
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа» 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	Осуществление контроля, технического сопровождения и управления технологическими процессами нефтегазового производства	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i> <i>ОТФ. Код D.</i> Организация работ по добыче углеводородного сырья	ПК-4. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге	И.ПК-4.1. Анализирует и обобщает данные о работе технологического оборудования, осуществляет контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге
			ПК-7. Способен контролировать выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	И.ПК-7.1. Контролирует выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
	Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	<i>ОТФ. Код E.</i> Руководство работами по добыче углеводородного сырья	ПК-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.П-5.1. Участвует в управлении технологическими комплексами, принимает решения в условиях неопределенности

Тип задач профессиональной деятельности: Организационно-управленческий				
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа» 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	Осуществление маркетинговых исследований, проведение технико-экономического обоснования инновационных решений в профессиональной деятельности, управление коллективом, руководство производственной деятельностью подразделения	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i> <i>ТФ. Код Е/01.7.</i> Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья	ПК-6. Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования	И.ПК-6.1. Осуществляет руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования
		<i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10 марта 2015 г. N 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 марта 2015 г., регистрационный №36656)</i> <i>ОТФ. Код В.</i> Организация геолого-промысловых работ <i>ТФ. Код В/02.7.</i> Подготовка предложений по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла	ПК-8. Способен подготавливать предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла	И.ПК-8.1. Подготавливает предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла

	Разработка оперативных планов и руководство проведением всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой и реализацией управления технологическими процессами и производствами	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i> <i>ТФ. Код E/01.7. Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</i>	ПК-6. Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования	И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования
		<i>Профессиональный стандарт «Специалист по обработке и интерпретации скважинных геофизических данных», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 декабря 2015 г. N 1166н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июня 2017 г., регистрационный №47457).</i> <i>ОТФ. Код D. Управление процессом обработки и интерпретации полученных скважинных геофизических данных</i> <i>ТФ. Код D/01.7. Управление разработкой перспективных планов области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</i>	ПК-9. Способен разрабатывать перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных, руководить производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных геофизических данных	И.ПК-9.1. Разрабатывает перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных И.ПК-9.2. Руководит производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 15.03.21 О.С. Чернова
 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Кононов Владимир Сергеевич

Тема работы:

Прогнозирование зон развития высокопроницаемых коллекторов на основе методики гидравлических единиц потока (на примере Крапивинского нефтяного месторождения)	
Утверждена приказом директора ИШНПТ	Приказ № 61-6/с от 02.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

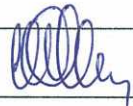
Исходные данные к работе:	– Данные регионально геологии; – Каротажные диаграммы ГИС – Результаты исследований ФЕС; – Детальное седиментологическое описание керна
----------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	– Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки в области петрофизических исследований (применении концепции гидравлических единиц потока) – Постановка задачи исследования – Интерпретация данных ГИС; – Расчёт гидравлических единиц потока на основе каротажных диаграмм.
Перечень графического материала:	Рисунок 2.1 – Обзорная карта территории исследования Рисунок 2.2 – Структурная карта района работ Рисунок 2.3 – Выкопировка из карт магнитного поля и гравитационных аномалий Рисунок 2.4 – Фрагмент стратиграфической схемы района работ Рисунок 3.1 – Выделение пластов Ю₁³ и Ю₁⁴ по данным ПС и ГК; скважины: а – 187, б – 201, в – 205, г – 206. Рисунок 3.2 – Выделение пластов Ю₁³ и Ю₁⁴ по данным ПС и ГК; скважины: а – 208, б – 314. Рисунок 3.3 – Зависимость FZI от кривой коэффициента песчанистости для скважины 187 Рисунок 3.4 – Зависимость FZI от кривой индекса радиоактивности для скважины 187 Рисунок 3.5 – Зависимость FZI от кривой нейтронного каротажа для скважины 187 Рисунок 3.6 – Зависимость FZI от кривой коэффициента песчанистости для скважины 314 Рисунок 3.7 – Зависимость FZI от кривой индекса радиоактивности для скважины 314 Рисунок 3.8 – Зависимость FZI от кривой нейтронного каротажа для скважины 314 Рисунок 3.9 – Зависимость FZI от кривой коэффициента песчанистости для скважины 206 Рисунок 3.10 – Зависимость FZI от кривой индекса радиоактивности для скважины 206 Рисунок 3.11 – Зависимость FZI от кривой нейтронного каротажа для скважины 206 Рисунок 3.12 – Зависимость FZI от кривой коэффициента песчанистости для скважины 201 Рисунок 3.13 – Зависимость FZI от кривой индекса радиоактивности для скважины 201 Рисунок 3.14 – Гистограмма распределения параметра FZI для скважины 314 Рисунок 3.15 – Неупорядоченный график Лоренца по керну для скважины 314 Рисунок 3.16 – Коэффициенты уравнения множественной регрессии, где intercept – свободный член уравнения, Var1 – FZI, Var2 – α_{SP},

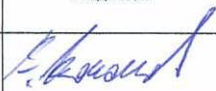
Var3 – IGR. Рисунок 3.17 – Распределение кривых нейтронного каротажа до нормализации. Выделена кривая скважины 314. Рисунок 3.18 – Распределение кривых нейтронного каротажа после нормализации. Выделена кривая скважины 314. Рисунок 3.19 – Уравнение пересчёта кривой нейтронного каротажа в кривую водородосодержания Рисунок 3.20 – Соотношение кривой нейтронной пористости NPHI_8 и значений точек по керну phi_2. Рисунок 3.21 – Кросс-плот кривой нейтронной пористости NPHI_8 и значений точек по керну phi_2. Reg2 – текущее выделение точек по керну Рисунок 3.22 – Соотношение значений проницаемости по керну и рассчитанных с помощью графика Лоренца Рисунок 5.1 – План помещения и размещения в нём светильников	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент...	Рукавишников В.С., PhD, доцент
Социальная ответственность	Белозеров В.Б., д. г. -м. н., профессор ОНД, ТПУ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: Обзор литературы по концепции гидравлических единиц потока / Hydraulic Flow Units Concept Literature Review	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД, ТПУ	Чернова О.С.	д. г.-м. н.		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2TM91	Кононов Владимир Сергеевич		15.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО		
2ТМ91	Кононов Владимир Сергеевич		

Инженерная школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости работ, согласно выполняемой работе
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Тарифные ставки заработных плат рабочего персонала, нормы времени на проведение мероприятий (согласно регламентам)
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20%; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Экономическое обоснование проведения технического мероприятия путем определения ресурсоэффективности работы.
2. Разработка устава научно-технического проекта	Расчет бюджета согласно затратам НТИ.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности проводимого мероприятия путем оценки ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Таблицы:
 - а. Расчет бюджета затрат НТИ;
 - б. Материальные затраты.
2. Расчетные формулы.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД, ТПУ	Рукавишников В.С.	PhD		15.03.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Кононов Владимир Сергеевич		15.03.21

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Кононов Владимир Сергеевич

Инженерная школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i>	– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)
2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме:</i>	– отклонение показателей микроклимата; – освещение; – уровень шума; – электробезопасность; – пожарная безопасность; – требования охраны труда при работе на ПЭВМ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	– действие фактора на организм человека; приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)
2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i>	– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);

	– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).
3. Защита в чрезвычайных ситуациях:	– перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) – правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику:	15.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД, ТПУ	Белозеров В. Б.	д. г.-м. н.		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Кононов Владимир Сергеевич		15.03.2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования Магистратура
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
Период выполнения (весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	<u>15.06.2021</u>
--	-------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.03.2021	Обзор литературы по концепции теории гидравлических единиц потока	15
23.03.2021	Hydraulic Flow Units Concept Literature Review	10
31.03.2021	Описание Крапивинского нефтяного месторождения	15
22.04.2021	Прогнозирование зон развития высокопроницаемых коллекторов	40
14.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
28.05.2021	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД, ТПУ	Чернова О. С.	Д. Г.-М. Н.		15.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД, ТПУ	Чернова О. С.	Д. Г.-М. Н.		15.03.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 92 страницы, 27 рисунков, 61 источник и 1 приложение.

Ключевые слова: ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЕДИНИЦЫ ПОТОКА, СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ ГРАФИК ЛОРЕНЦА, МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Для месторождений со сложным геологическим строением и высокой неоднородностью пород-коллекторов тема эффективной и рациональной разработки была и остаётся актуальной из-за высокой цены ошибки принятия решений.

Объект исследования - верхнеюрские коллекторы горизонта Ю-I Крапивинского нефтяного месторождения на предмет выявления зон с улучшенными фильтрационно-ёмкостными параметрами методом гидравлических единиц потока.

Целью работы является обоснование применимости стратиграфических графиков Лоренца для вычисления гидравлических единиц потока.

Проблемой исследования является низкая достоверность вычислений проницаемости в породах-коллекторах стандартными методами из петрофизических данных.

Результатом исследования является набор гидравлических единиц потока, характеризующих изменчивость фильтрационно-ёмкостных свойств по разрезу в пределах одной фациальной обстановки (центральной части вдольберегового бара), выделенные с помощью построения стратиграфических графиков Лоренца.

Практическая значимость результатов ВКР. Результаты данной работы могут быть использованы для уточнения свойств геологической модели Крапивинского месторождения, а также для выделения гидравлических единиц потока в терригенных породах-коллекторах аналогичного генезиса на других месторождениях.

Областью применения являются петрофизические исследования, уточнение геостатических моделей месторождений.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	19
Глава 1. Обзор литературы по концепции теории гидравлических единиц потока	23
1.1 Методика выделения гидравлических единиц потока	23
1.2 Обзор практического приложения методики гидравлических единиц потока	25
Глава 2. Описание Крапивинского нефтяного месторождения	33
2.1 Общие сведения о месторождении.....	33
2.2 Геологическое строение.....	34
2.2.1 Тектоника.....	34
2.2.2 Стратиграфия.....	38
2.2.3. Краткая характеристика нефтегазоносных объектов	43
Глава 3. Прогнозирование зон развития высокопроницаемых коллекторов	45
3.1 Исходные данные	45
3.2 Расчёт гидравлических единиц потока	45
Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	61
4.1 SWOT-анализ.....	61
4.2 Расчёт материальных затрат научно-технического исследования	63
4.3 Заработная плата сотрудника	64
4.4 Отчисления во внебюджетные фонды	65
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта.....	66
Глава 5. Социальная ответственность.....	69
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	69
5.2 Производственная безопасность	70
5.2.1 Отклонение от показателей микроклимата	71

5.2.2 Освещение.....	72
5.2.3 Расчёт искусственного освещения	72
5.2.4 Уровень шума	75
5.2.5 Напряжённость труда.....	75
5.2.6 Электробезопасность.....	77
5.2.7 Пожарная безопасность.....	78
5.3 Экологическая безопасность	80
5.4 Безопасность жизнедеятельности.....	81
5.3.1 Чрезвычайные ситуации	81
5.3.2 Правила работы с персональной электронно-вычислительной машиной.....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
Список использованной литературы	86
Приложение А	93

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Эффективная и рациональная разработка нефтяных и газовых месторождений всегда была актуальной проблемой нефтегазовой промышленности, так как даже сегодня, в эпоху развития цифровых технологий, значительная часть запасов углеводородов после окончания добычи остаётся в недрах. Данное обстоятельство подчёркивается высокой ценой ошибки в принятии решений по разработке, так как стоимость работ, к примеру, по разбуриванию месторождения или строительству инфраструктуры обычно бывает значительной для нефтяных компаний.

Для месторождений со сложным геологическим строением точное, детальное его описание, а также возможность прогнозирования зон развития высокопродуктивных пород-коллекторов является особенно актуальной, так как по сравнению с месторождениями с относительно простой архитектурой резервуара вероятность того, что скважина вскрыет низкопроницаемый коллектор, более высока. Однако следует отметить, что обладание подобной информацией при разработке любого по сложности месторождения (как сложного, так и простого) однозначно повысит её эффективность.

В отечественной нефтегазовой промышленности вопросами описания терригенных пород-коллекторов Западной Сибири через концепцию гидравлических единиц потока занимались сотрудники Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела при Томском Политехническом Университете Heriot-Watt: Свирский Д.С., Рязанов А.В., Панков М.А. и др. (Свирский Д.С. и др., 2004), Белозёров В.Б., Кошовкин И.Н. и др. (Белозеров В.Б. и др., 2006), Чернова О.С., Чухланцева Е.Р. (Чернова О.С., Чухланцева Е.Р., 2015). На данный момент вопрос применения концепции гидравлических единиц потока для терригенных коллекторов в пределах России остаётся открытым. За рубежом концепция гидравлических единиц потока имеет более широкое распространение, и

применяется она как для терригенных, так и карбонатных коллекторов по всему миру. Её разработкой занимались: Дж. Амафуль с коллегами (Amaefule, J.O et al, 1993), С. Я. Яо, С. А. Холдич (Yao, C.Y., Holdich, S.A., 1993), В.В. Джонсон (Johnson, W.W., 1994) М. Аббазадех, Н. Фуджи, Ф. Фуджимото (Abbaszadeh M., Fujii H., Fujimoto F., 1995), Д.К. Дэвис, Р.К. Вессель (Davies, D.K., Vessell, R.K., 1996), Х. Даниэлли (Danielli, H.M.C., 1996) Г.В. Гунтер с коллегами (Gunter, G.V. et al, 1997), С. Санер и др. (Saner S. et al, 1997), И. Барман с коллегами (Barman, I. et al, 1998), Дж. С. Поррас и др. (Porras, J.C. et al, 1999), К. Акацука (Akatsuka, K., 2000), Ф. Аль-Аджми, С.А. Холдич (Al-Ajmi, F., Holdich, S.A., 2000), Д.Д. Ринконес и др. (Rincones, J.G. et al, 2000), Р. Агилера, М.С. Агилера, (Aguilera, R., Aguilera M.S., 2001), Дж. Дженнингс, Ф.Д. Лючия (Jennings, J.W., Lucia, F.J., 2001), и многие другие. Подробный литературный обзор приведён в соответствующей главе.

Проблема исследования. Крапивинское нефтяное месторождение характеризуется сложностью геологического строения и неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов в пределах структуры. Стандартные приёмы анализа петрофизических параметров не дают возможности корректно описать эти свойства, поэтому для адекватного анализа была выбрана методика гидравлических единиц потока.

Одним из многочисленных способов описания и классификации пород-коллекторов с помощью концепции гидравлических единиц потока (*Hydraulic Flow Unit* – HFU) является построение стратиграфического (не модифицированного) графика Лоренца. Это один из наиболее легкодоступных способов выделения HFU, вместе с тем, достаточно мало применяющийся на практике.

Объектом исследования являются верхнеюрские коллекторы горизонта Ю-I Крапивинского нефтяного месторождения на предмет выявления зон с улучшенными фильтрационно-ёмкостными параметрами методом гидравлических единиц потока.

Целью работы является обоснование применимости стратиграфических графиков Лоренца для выделения гидравлических единиц потока.

Для выполнения поставленной цели было необходимо решить следующие научные задачи:

- 1) выполнить расчёт индекса качества коллектора (*Reservoir Quality Index* – RQI) и индикатора гидравлической единицы потока (*Flow Zone Indicator* – FZI) основываясь на данных анализа керна;
- 2) произвести увязку по глубине керновых данных с каротажными данными;
- 3) составить трендовую зависимость индикатора гидравлической единицы потока (FZI) от показаний каротажа на опорной скважине с позиций уравнения множественной регрессии;
- 4) интерпретировать каротажные материалы ГИС (вычисление пористости с привязкой к индикатору гидравлической единицы потока);
- 5) построить стратиграфический график Лоренца и выделить гидравлические единицы потока (HFU);
- 6) выполнить прогнозный расчёт проницаемости в скважинах, опираясь на выделенные гидравлические единицы потока (HFU) и соответствующие им показания геофизических исследований скважин (ГИС);
- 7) сравнить полученные значения проницаемости со значениями керновых данных.

Методами исследования в данной работе являются: анализ и обобщение отечественной и зарубежной петрофизической практики, методика выделения HFU с применением анализа кернового материала и привязкой керна и петрофизических параметров к данным ГИС, анализ и сравнение результатов вычислений с керновыми данными.

Практическая значимость результатов ВКР. Результаты данной работы могут быть использованы для уточнения свойств геологической

модели Крапивинского месторождения, а также для выделения HFU в терригенных породах-коллекторах аналогичного генезиса на других месторождениях.

Реализация работы и апробация работы. Обзор проблемы применения на практике методики гидравлических единиц потока был представлен на Международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» в 2021 году на английском языке (доклад).

Глава 1. Обзор литературы по теме концепции гидравлических единиц потока

1.1 Методика выделения гидравлических единиц потока

Современное представление залежах нефти и газа опирается с одной стороны на геологическое описание осадочных горных пород, а с другой — на петрофизические характеристики этих горных пород.

Ключевыми петрофизическими параметрами, которые определяют фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) горной породы являются пористость и проницаемость. Уравнения, связывающие между собой эти параметры обосновали в своих работах Йозеф Козени (Kozeny, J., 1927) и Филипп Кармен (Carmen, P.C., 1937). В семидесятых годах прошлого столетия, в связи с резким повышением цен на нефть в нефтегазовой промышленности возник запрос на развитие «вторичных» методов управления нефтегазовым резервуаром, активнее стали развиваться системы поддержания пластового давления, (Dake, L.P, 2001) также возникли геологические модели.

В свою очередь, для успешного построения геологической модели стало необходимо более глубокое понимание внутреннего устройства залежей. В 1987 году Уильям Ибенкс (William J. Ebanks, Jr.) сформулировал определение гидравлической единицы потока (HFU): *«Единица потока – это пространство горной породы, в пределах которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на поток флюида внутренне устойчивы, и предсказуемо отличаются от свойств других пространств горной породы (то есть единиц потока)»*. Данное понятие объединило в себе геологические свойства, такие как структура, текстура, минералогический состав, границы пластов и петрофизические свойства, такие как проницаемость, насыщенность флюидами, пористость, капиллярные свойства (Ebanks W.J. Jr., 1987).

В 1993-м году Дж. Амафуль с коллегами предложили практическую методику для определения гидравлических единиц потока.

Уравнение Козени-Кармена было записано в следующей форме:

$$k = \frac{\varphi_e^3}{(1 - \varphi_e)^2} \left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right) \quad (1.1)$$

где k — проницаемость, мкм²; φ_e — эффективная пористость, доли ед.; F_s — фактор формы зерна; τ — извилистость; S_{gv} — единица поверхности поровых каналов, отнесенная к общему объёму пор, мкм⁻¹.

Затем обе части уравнения были разделены на φ_e и был извлечён квадратный корень:

$$\sqrt{\frac{k}{\varphi_e}} = \left(\frac{\varphi_e}{1 - \varphi_e} \right) \left(\frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gv}} \right) \quad (1.2)$$

Левая часть уравнения была обозначена как индекс качества коллектора (Reservoir Quality Index):

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\varphi_e}} \quad (1.3)$$

где 0.0314 — пересчётный коэффициент, если проницаемость дана в миллидарси. В правой части отношение эффективной пористости к объёму зёрен было обозначено как φ_z :

$$\varphi_z = \frac{\varphi_e}{1 - \varphi_e} \quad (1.4)$$

Наконец, последняя часть уравнения была обозначена как индикатор гидравлической единицы потока (Flow Zone Indicator):

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gv}} \quad (1.5)$$

В этом случае будет также справедливо выражение:

$$RQI = \varphi_z FZI \quad (1.6)$$

Таким образом уравнение включает в себя как геологические, так и петрофизические параметры (Amaefule, J.O. et al (1993).

1.2 Обзор практического приложения методики гидравлических единиц потока

Количество гидравлических единиц можно определить, применяя либо метод графического анализа — путём построения функции накопленной частоты индикатора гидравлической единицы потока (FZI), либо методы кластерного анализа. (Чернова О. С., 2018) В работе Джуда Амафуля и его соавторов (Amaefule, J.O. et al, 1993) также было предложено применять новую концепцию для предсказания значений проницаемости в скважине на интервалах без отбора керна, предсказания распределения этих значений в соседних скважинах, предсказания значений проницаемости в межскважинном пространстве.

Применимость концепции была продемонстрирована на разных резервуарах (карбонатных и терригенных) с разных географических точек планеты: Восточный Техас, Западная Африка, Канада, Южная Америка, Западных Техас и Юго-Восточная Азия. На примере последнего коллектора с помощью корреляции Спирмена были отобраны набор комплексов ГИС (акустическая и нейтронная пористости, гамма-каротаж, каротаж сопротивления и сопротивления в промытой зоне пласта) и с помощью приложения теоремы Байеса было предсказано наличие конкретных гидравлических единиц потока. Далее после отбора керна оказалось, что величины проницаемостей, полученные из гидравлических единиц потока, оказались точнее, чем величины, полученные из комплекса ГИС. (Amaefule, J.O. et al, 1993)

Концепция гидравлических единиц потока нашла широкое применение в зарубежной и ограниченное применение в отечественной геологической практике. В работе Свирского Д.С. и коллег (Svirsky D.S. et al, 2004) освещены аспекты применения методики Амафуль для терригенных коллекторов Западной Сибири. Для выделения гидравлических единиц потока авторы использовали график индекса качества коллектора от

нормализованной пористости ($RQI(\phi_z)$), график накопленной вероятности и алгоритм Варда (один из множества методов кластерного анализа), основываясь на керновых данных. Прогнозирование значений проницаемости в скважинах без керновых данных включало в себя регрессионный анализ, использование искусственной нейросети и анализ с помощью теоремы Байеса.

Регрессионный анализ дал значения сопоставимые с двумя другими методами и был признан вполне применимым, так как является наименее трудоёмким. Также анализ распределения гидравлических единиц потока в комбинации с данными капиллярного давления позволили определить зеркало свободной воды. Эти данные позволили усовершенствовать модель резервуара и установить новые возможные нефтепродуктивные зоны, что в итоге увеличило геологические запасы на 70%.

Адо́льфо Д'Виндт с коллегами (D'Windt et al, 2020) в своей работе выделяли гидравлические единицы потока, используя теорему Байеса для кластеризации. Работа основывается на данных исследования 2340 образцов керна карбонатного, доломитизированного резервуара. Для прогноза значений проницаемости был использован алгоритм инверсии на базе теоремы Байеса. Полученные результаты были подтверждены керновыми данными и гидродинамическими исследованиями скважин.

Помимо теоремы Байеса, как уже было сказано, для предсказания значений проницаемости возможно использование нейросетей. В частности, в 2001-м году данный способ был представлен в работе Р. Сото и Хуана Карлоса Гарсии с коллегами. (Soto R.B. et al, 2001) Для определения индикатора единицы потока (FZI) был проведён отбор каротажных кривых с помощью статистического анализа, затем с помощью адаптивных нейросетей, использующих метод нечёткой логики была построена модель распределения проницаемости.

Более свежий пример содержит работа Надеж Байз Форест и коллег (Forest, N.B. et al, 2019). В качестве исходных данных были использованы

исследования 448 образцов керна карбонатной формации Барра-Вельха (Barra Velha Formation), расположенной в Бразилии. Поскольку петрофизические свойства оказались сильно неоднородными, то регрессионный анализ не дал результатов. Для определения оптимального количества гидравлических единиц потока авторы воспользовались нейронной сетью с неконтролируемым обучением и самоорганизующимися картами Кохонена. В результате было выделено пять типов коллекторов, с соответствующими им петрофизическими свойствами и карбонатными фациями. Полученные результаты возможно использовать в дальнейшем 3-D моделировании.

В работе Айана Сингела и Гулкана Туркарслана (Sengel, A., Turkarslan, G., 2020) концепция гидравлических единиц была применена на карбонатном резервуаре месторождения Гермик в Турции. Авторы сначала выделили единицы потока в пределах доступных образцов керна, затем использовали данные комплекса ГИС для создания искусственной нейросети, использующей машинное обучение, проверили корректность её оценок проницаемости на скважинах с известными величинами, затем использовали данную искусственную нейросеть для оценки величин проницаемости в скважинах, где отбор керна не был произведён. Полученные данные были использованы для выделения единиц потока в этих скважинах и впоследствии, моделирования резервуара с последующей адаптацией модели.

Цезарь Агилар и Хьюго Говеа использовали концепцию гидравлических единиц потока для песчаного резервуара эоценового возраста, расположенного в Венесуэле. (Aguilar, C., Govea, H., 2014) Целью работы было выявить зоны, подходящие для бурения уплотняющих скважин. Для определения оптимального количества единиц потока был применён алгоритм «Кластеризация на основе графов с переменной разрешающей способностью» (*Multi-Resolution-Graph-Based Clustering*), или сокращённо MRGC – алгоритма, основанного на функции распределения случайных величин.

Для реализации алгоритма необходимо два шага. Первый заключается в обработке алгоритмом входных данных, распознавании им важных образов, которые предлагаются для выделения в уникальный класс. Во втором шаге пользователь имеет возможность объединять различные кластеры, используя все доступные материалы, такие, как например результаты каротажей, данные скважинного микросканера, анализ керна, результаты анализа шлифов, данные сканирующего электронного микроскопа. В своём исследовании авторы использовали данные четырёх скважин, пробуренных с отбором керна. Данные двух из них были использованы как обучающие, данные двух других были использованы как входные данные для анализа алгоритмом MRGC.

Перед выделением единиц потока авторы использовали метод исключения одного объекта посредством программного обеспечения Geolog для анализа наиболее подходящих для этого данных, которыми оказались эффективная пористость, данные каверномера и объёмная глинистость по методу «Stieber», вариации II. Затем, с помощью алгоритма «Кластеризация на основе графов с переменной разрешающей способностью» (MRGC) авторами были выделены пять гидравлических единиц потока. После проверки всех полученных данных на согласованность между собой, авторами была признана возможность их использования в последующих расчётах запасов и в математических моделях резервуара.

Работа Касенова А. и Узыканова Ж. (Kassenov, A., Uzykanov, Z., 2016) содержит описание применения концепции гидравлических единиц потока для адаптации математической модели месторождения Тенгиз в Казахстане. Выборка из 6744 значений проницаемости была получена в 128-ми скважинах из результатов интерпретации гамма-гамма-плотностного каротажа. Далее авторы с помощью графика распределения накопленной вероятности индикатора гидравлической единицы (FZI) выделили оптимальное число гидравлических единиц потока — 4. Полученные данные авторы внесли в программном обеспечении (ПО) «Petrel», в результате чего

получили более качественную адаптацию модели по сравнению с её предыдущей итерацией.

В работе Аманата Али Батти и коллег (Bhatti, A.A. et al, 2020) концепция гидравлических единиц потока применялась совместно с анализом электрофаций на терригенном коллекторе газового месторождения Саван в Пакистане. Выделив гидравлические единицы потока по керновым данным с помощью методики Амафуля, авторы затем провели электрофациальный анализ для дополнительного сравнения получившихся значений пористости и проницаемости с керновыми данными. Получившиеся результаты признаны авторами удовлетворительными.

М. Аббас и Лавэ Э.А в своей работе (Mohammed A. Abbas, Erfan M. Al Lawe, 2019) сравнивали методики кластерного анализа и гидравлических единиц потока для классификации типов горных пород. Работа основана на кернах и каротажном материале трёх скважин, вскрывающих терригенный коллектор нефтяного месторождения Лухаис в Южном Ираке. Для кластерного анализа авторы применили метод k-среднего и метод Варда. Для выделения гидравлических единиц потока был использован графический анализ и функция накопленной вероятности. Все три техники были реализованы в языке программирования R. Наиболее точной оказалась классификация по методу k-среднего, наименее точной — по методу HFU.

N. S. Hashim с коллегами (Hashim, N.S. et al, 2017) в процессе создания геостатической модели карбонатного резервуара месторождения F на Ближнем Востоке классифицировали породы-коллекторы различными способами, в числе которых была концепция гидравлических единиц потока. Для выделения гидравлических единиц был построен график Лоренца, в результате было идентифицировано семь единиц. Основываясь на описаниях керна и данных шлифов на опорной скважине было установлено соотношение между литофациями и значениями индикатора гидравлической единицы (FZI). Эти данные позволили определить значения FZI в других скважинах и загрузить полученные результаты в 3D модель.

Х. Нуруддин и Э. Хуссейн (Nooruddin, H.A., Enamul H., 2011) модифицировали уравнение Козени-Кармена, используя уравнение Арчи. Согласно Вилли и Роузу (Wyllie, M.R.J., Rose, W.D., 1950) извилистость порового канала τ равна отношению пути частички, пройденному через поровый канал L_a к реальной длине порового канала L :

$$\tau = \left(\frac{L_a}{L}\right)^2 \quad (1.7)$$

С другой стороны, извилистость также равна квадрату произведения параметра пористости F на пористость φ :

$$\tau = (F \cdot \varphi)^2 \quad (1.8)$$

Параметр пористости, в свою очередь, согласно уравнению Арчи (Archie, G.E., 1942) равен отношению:

$$F = \frac{a}{\varphi^m} \quad (1.9)$$

где a — параметр литологии, m — параметр сцементированности.

Данные параметры «...являются уникальными для каждой горной породы, и устанавливаются по результатам лабораторных измерений» (Меркулов В. П., Посысов А.А., 2004). Подставляя выражение (1.9) в формулу (1.8), получаем:

$$\tau = \left(\frac{a}{\varphi^{m-1}}\right)^2 \quad (1.10)$$

Соответственно, подставив формулу (10) в равенство (1) авторы получили модифицированное уравнение Козени-Кармена, представленное ниже:

$$k = \frac{\varphi_e^{2m+1}}{(1 - \varphi_e)^2} \left(\frac{1}{F_s a^2 S_{gv}^2} \right) \quad (1.11)$$

Таким образом, на выражение (1.11) оказывает сильное влияние параметр m , значение которого может варьироваться от 1 до 3. В соответствии с новым параметром, модифицируются также и выражения (1.5) и (1.6):

$$FZI_m = \left(\frac{1}{F_s a S_{gv}^2} \right) \quad (1.12)$$

$$RQI = FZI_m \cdot \varphi_z \cdot \varphi^{m-1} \quad (1.13)$$

где FZI_m — модифицированный индикатор единицы потока. Авторы проверили справедливость выведенных выражений на различных группах лабораторных данных по керну

Далее Х. Нуруддин с коллегами (Nooruddin, H.A., Hossain, E. 2011) приложили модифицированную описанным выше образом методику Амафуля на карбонатный резервуар, расположенный в восточной провинции Саудовской Аравии. В исследовании был применён материал керновых исследований десяти скважин. Из предыдущих петрофизических исследований для данного резервуара было установлено значение параметра сцементированности $m=2$. Из тех, же, ранее предшествовавших исследований было установлено шесть электрофаций.

Гидравлические единицы потока были выделены благодаря функции накопленной вероятности. Было установлено семь единиц. Сравнивая полученные данные с электрофациями авторы заметили, что в пределах каждой электрофации присутствовало несколько гидравлических единиц потока. Подтверждение надёжности полученных данных авторам удалось получить, вычислив кривые профилей водонасыщенности в дополнение к уже имевшимся. В заключении авторы делают вывод, что модифицированная методика Амафуля более чувствительна к значениям пористости и может давать более представительные значения проницаемости, по сравнению с обычной.

Абдаллах Сохаль и коллеги (Sokhal, A. et al, 2016) в своей работе использовали немодифицированную методику Амафуля для выделения гидравлических единиц потока в низкопроницаемом песчаном коллекторе месторождения Хасси Тарфа в Сахаре. Для выделения гидравлических единиц потока была использована графическая кластеризация (кроссплот

RQI (ϕ_z)), анализ гистограмм, график накопленной вероятности и метод Варда. Наиболее точным оказался последний. Для прогноза значений проницаемости был использован алгоритм на базе нечёткой логики. Для проверки достоверности была построена корреляция измеренных значений FZI на керновых данных от спрогнозированных алгоритмом. Коэффициент корреляции составил 0,976.

Лиан Ксиао с коллегами в (Xiao, L. et al, 2013) в своей работе представили способ прогноза проницаемости в низкопроницаемых неоднородных песчаных коллекторах формации Хуанхэ в юго-западном Китае. Способ включает в себя методику HFU и уравнение SDR (*Schlumberger Doll Research*) для установления проницаемости из ядерно-магнитных каротажей. В работе было использовано 378 образцов керна, на основе исследования которых было установлено пять гидравлических единиц потока (авторы использовали графическую кластеризацию и функцию накопленной частоты). Далее авторы скомбинировали уравнение SDR и уравнения (1.3) и (1.6), получив таким образом способ установления значения индикатора гидравлической единицы через ядерно-магнитный каротаж. Однако, авторы отмечают, что на момент публикации статьи использование уравнения SDR возможно только если значения проницаемости исследуемого резервуара находятся в интервале 0.2 – 0.4 мД.

грузов на месторождение осуществлялась только по зимникам из-за труднодоступности. В 2010-м году Крапивинское месторождение было связано с Игольско-Таловым круглогодичной дорогой (электронный ресурс mklogistic.ru).

Крапивинское месторождение было открыто в 1984 году и по размерам начальных запасов относится к категории крупных. Скважинами первооткрывательницами являются скважины 195Р, 196Р, 198Р которые были заложены в своде Крапивинского поднятия. (Кравченко Г.Г., 2010) В настоящее время эксплуатация месторождения осуществляется двумя недропользователями: ОАО «Томскнефть ВНК» и ООО «Газпромнефть-Восток».

2.2 Геологическое строение

2.2.1 Тектоника

Структурная карта Крапивинского месторождения и прилегающих территорий представлена на Рисунке 2.2. В тектоническом плане Крапивинское месторождение расположено на южном склоне Каймысовского свода (структура I порядка), который осложняет Моисеевское куполовидное поднятие (структура II порядка), юго-западный склон которого, в свою очередь осложнён Крапивинской структурой. Каймысовский свод в целом оконтуривается изогипсой с абсолютной отметкой -2650 м. В пределах свода по отражающему сейсмогоризонту Па Крапивинская структура выделяется по изогипсе с абсолютной отметкой - 2610 м. В пределах данной изогипсы размеры составляют 20×30 км. В пределах Крапивинской структуры выделяется до четырёх локальных поднятий, наиболее крупные из которых – Крапивинское и Западно-Крапивинское. По сейсмогоризонту Па они не имеют единой оконтуривающей изогипсы.

Крапивинское локальное поднятие представляет из себя брахиантиклинальную асимметричную складку, имеющую юго-западное простирание. По изогипсе с абсолютной отметкой -2600 складка имеет амплитуду 80 м и размеры 18.5×5...9 км. Свод складки смещён в сторону восточного крыла, которое круче и короче западного. Кроме того, сводовую часть осложняют мелкие куполовидные складки, в плане рассекающие структуру с юго-запада на северо-восток отдельными грядами.

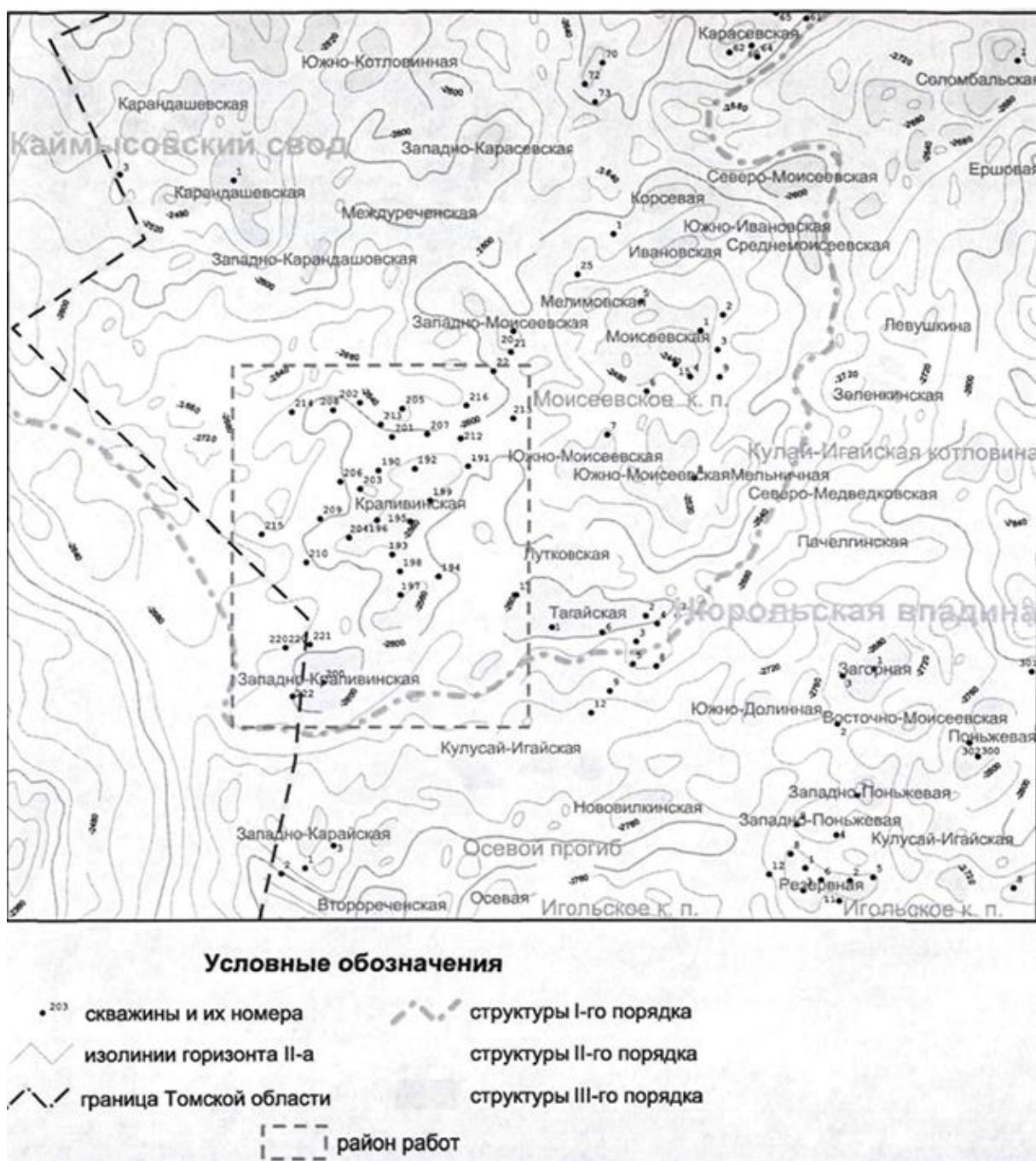


Рисунок 2.2 – Структурная карта района работ (Кравченко Г. Г., 2010)

Западное же крыло осложняют структурные ступени и узкие по ширине, но глубокие прогибы заливообразной формы.

Западно-Крапивинское локальное поднятие отделяется от Крапивинской брахискладки межструктурным понижением, формируя с ней выступ и располагается по отношению к ней на юго-западе. Единой замыкающей изогипсы эти две структуры не имеют. По сейсмогоризонту Па Западно-Крапивинское локальное поднятие состоит из двух куполовидных складок с изогипсами -2600 и -2620 по контурам. По кровле пласта Ю₁¹⁻² эти две складки формируют по полузамкнутой изогипсе -2640 м единую брахиантиклинальную складку, простирающуюся в северо-западном направлении. По вышеупомянутой изогипсе амплитуда брахискладки составляет 40 м и размеры – 14×4...8,5 км. [29]

Крапивинское месторождение находится в области многочисленных разрывных нарушений. Сложная конфигурация Крапивинского поднятия обусловлена тектоническими подвижками фундамента в юрском периоде. (Кравченко Г. Г., 2010) Ориентация разломов представлена на Рисунке 2.3.

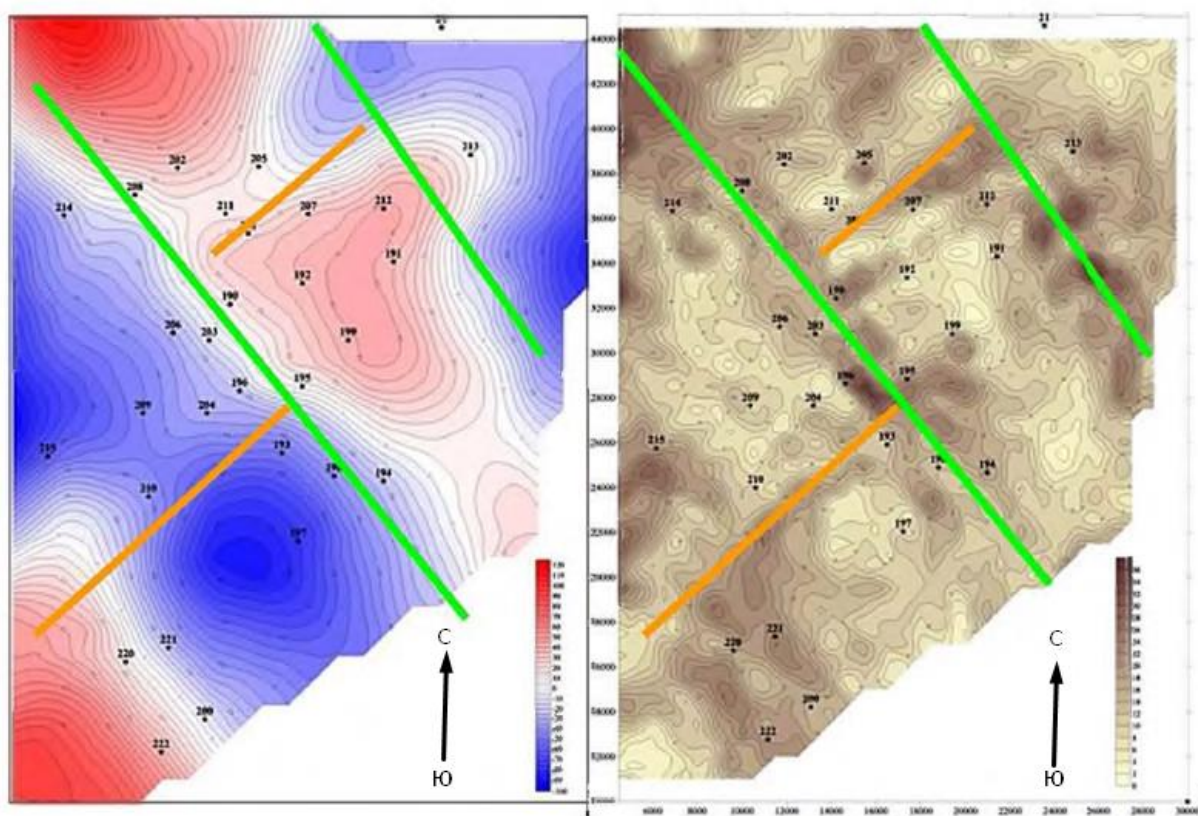


Рисунок 2.3 – Выкопировка из карт магнитного поля и гравитационных аномалий (Чернова О. С., 2018)

В основном разломы фундамента южной части Каймысовского свода имеют Северо-Запад – Юго-Восточное и Северо-Восток – Юго-Западное направления. Наиболее крупный разлом наблюдается по первому направлению. То обстоятельство, что разломы, перпендикулярные наиболее крупному его не пересекают, как и то, что аналогичные разломы по разные его стороны отсутствуют, указывает на его сдвиговую природу. В данных условиях сочетания деформаций сжатия и растяжения могут оказывать разное влияние на свойства пород-коллекторов. Все разломы чётко обнаруживаются в фундаменте и на уровне коры выветривания, в самом коллекторе разломы можно наблюдать в юго-восточной части месторождения. (Чернова О. С., 2018)

2.2.2 Стратиграфия

Литостратиграфическое описание рассматриваемых подразделений дается по решениям 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточнённых стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири в городе Новосибирск 2004-го года. (Решения..., 2004). На Рисунке 2.4 показан фрагмент общей схемы местных стратиграфических подразделений.

Палеозойская эратема – PZ

Породы палеозойской группы залегают на глубинах 2810-2950 м и вскрыты только двумя скважинами, в основном представлены эффузивными породами – диабазами и спилитами с корой выветривания по кровле мощностью 15-20 м. Эффузивы подвержены изменению динамометаморфизмом. Доюрские образования малопроницаемы и практически не содержат в себе коллекторов.

Мезозойская эратема – MZ

Юрская система – J

Глубина залегания юрских отложений колеблется в пределах 2623-2723 м. Юрские отложения в составе васюганской, георгиевской, баженовской и тюменской свит залегают со стратиграфическим несогласием и размывом на палеозойских метаморфизованных образованиях. Мелководно-морские, лагунные, а также континентальные фации слагаются чередованием аргиллитов, песчаников и углей, причём разрезы характеризуются литофациальной изменчивостью по площади. Песчано-алевролитовые пласты залегают прерывисто, в линзовидной форме в толще глин.

Средний отдел – J₂

Подощва отложений верхней юры выражена нечётко и её проводят по подошве пласта Ю₂⁰ с некоторой долей условности. Характер осадков пласта Ю₂⁰ трансгрессивный, наблюдается уменьшение размерности зерна песчано-алевритовых пород вверх по разрезу. Породы пласта представлены

крупнозернистыми и мелкозернистыми алевролитами, а также алевроитистыми песчаниками. Пласт был сформирован в условиях морского мелководья.

Верхний отдел – J₃

Верхнеюрский терригенный комплекс прибрежно-морского генезиса, выделяемый в составе горизонта Ю-I, в котором содержатся отложения Крапивинского месторождения, залегает согласно на аргиллитах нижнего

Стратиграфия					Литологическая и палеонтологическая характеристика отложений	Мощность, м	Пласт
Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт			
Юрская	Верхний	Меловая	Нижний	Берриас	Баженовская свита Аргиллиты битуминозные, черные, с коричневатым оттенком, с прослоями листоватых разностей, радиоляритов, глинистых известняков, иногда в основании глауконит. <i>Sulites</i> spp., <i>Heterocerat</i> spp., <i>Dorsoprinates</i> spp., <i>Aulacocerat</i> spp. et al., <i>Cylindroleuthis</i> sp., <i>Pachyleuthis</i> sp., <i>Sinobolus</i> (<i>Sinobolus</i>) sp., <i>Sinobolus</i> (<i>Loebel</i>) sp., <i>Lagenobolus</i> (<i>Lagenobolus</i>) sp., <i>Buchia</i> spp., <i>Ammodiscus velenensis</i> , <i>Dorothia fortuosa</i> и др.	7–90	Ю ₆
		Титон	Верхний	Баженовский			
			Нижний	Георгиевский	Георгиевская свита Глины аргиллитоподобные темно-серые, до черных, тонкоотмученные с неравномерным распределением глауконита, в верхах иногда слабобитуминозные разности. В кровле горизонт конкреций. На участках ряда сводов свита выпадает из разреза <i>Ammodiscus</i> spp., <i>Lagenobolus nordmanni</i> , <i>Pachyleuthis abakula</i> , <i>Sinobolus</i> (<i>Sinobolus</i>) sp., <i>Buchia</i> spp., <i>Pachydatamargosa torvensis</i> , <i>Heterophyllinella calidensis</i> , <i>Trochammina olearensis</i> и др.	1–80	
	Средний	Кимеридж	Верхний		Барабинская пачка Песчаники серые и зеленовато-серые, часто глауконитовые. <i>Ammodiscus</i> spp., <i>Buchia</i> spp.	до 10	Ю ₅ ¹
			Нижний				
		Оксфорд	Верхний	Верхний	Верхняя подсвита Песчаники с прослоями алевролитов и аргиллитов, на юго-востоке - углей. <i>Ammodiscus</i> spp., <i>Coniocerat</i> spp., <i>Pachyleuthis panderiana</i> , <i>Buchia</i> spp., <i>Racuvondia diputialis</i> , <i>Ammodiscus thames</i> , <i>Trochammina svetlanae</i> , <i>Ammodiscus tobolskensis</i> , <i>Trochammina oxfordiana</i> и др.	8–70	Ю ₅ ¹
	Нижний	Васюганский	Верхний		Васюганская свита Нижняя подсвита Глины и аргиллиты темно-серые, преимущественно тонкоотмученные, с редкими прослоями алевролитов и песчаников. <i>Coniocerat</i> spp., <i>Longiceras</i> spp., <i>Trochammina rostovzevi</i> , <i>Dorothia imperata</i> и др.	10–50	Ю ₅ ¹
		Бат	Верхний		Пахомовская пачка Песчаники и алевролиты буроватые, слабосцементированные, иногда глауконитовые, с сидеритовыми оолитами и прослоями глины. <i>Quinostodoceras</i> sp., <i>Longiceras</i> sp., <i>Cedocentinae</i> , <i>Dorothia imperata</i> , <i>Trochammina rostovzevi</i> , <i>Ammodiscus ughicus</i> и др.	1–6	Ю ₅ ²

Рисунок 2.4 – Фрагмент стратиграфической схемы района работ

келловей. Мощность комплекса 20-30 м, эффективная мощность – 15-24 м, комплекс вскрыт всеми разведочными и эксплуатационными скважинами.

Характерными чертами верхнеюрских отложений является то, что они имеют регрессивно-трансгрессивный характер залегания на отложениях тюменской свиты и то, что в верхней части разреза присутствуют тёмные битуминозные аргиллиты баженовской свиты, являющиеся ярко выраженным региональным репером.

Оксфордский и кимериджский ярусы – J₃ox₁₋₃ – J₃km

Основные продуктивные отложения Крапивинского месторождения находятся в пределах верхневасюганской подсвиты. Песчаные интервалы здесь разделяются угольными пластами мощностью 1-2 м. Соответственно, выделяют толщи: надугольную, межугольную и подугольную. В надугольной толще песчаные пласты индексируются как Ю₁¹ и Ю₁², в межугольной – как Ю₁^{МУ}, в подугольной – Ю₁³. Обычно между пластами Ю₁³ и Ю₁⁴ имеется глинисто-алеврито-песчаная перемычка, разделяющая их. В случае, если яркая литологическая граница отсутствует, пласты обозначаются как Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴.

Пласты Ю₁² и Ю₁³ содержат в себе основные продуктивные отложения Крапивинского месторождения. Основным объектом разработки является пласт Ю₁³, содержащий в себе приблизительно 80 % всех запасов месторождения.

Пласт Ю₁³⁻⁴ наблюдается во всех пробуренных на месторождении скважинах. В северной и южной частях (скважины №208, №314) мощность пласта достигает 15-20 м, в то время как на северо-востоке (скважины №220, №223) она составляет 10-12 м. Породы пласта представляют собой серые, мелко-среднезернистые, массивные, иногда слоистые песчаники. В песчаниках присутствуют глинистые и алевритистые слабо карбонатизированные пропластки с включениями слюды и обугленного растительного детрита. сверху вниз в пласте выделяют три пачки: Ю₁^{3В}, Ю₁^{3Б} и Ю₁^{3А}.

Пачка Ю₁^{3B} общей мощностью 5-22 м залегает с покровным распространением на глубинах 2663,8-2786,2 м. Породы представлены мелкозернистыми серыми песчаниками и полимиктовыми алевролитами. Пачка Ю₁^{3B} общей мощностью 5-18 м. Породы пачки представлены в основном мелкозернистыми песчано-алевритовыми осадками с отдельными крупно-грубозернистыми прослоями в кровельной части. Пачка Ю₁^{3A} выявлена только в северной части месторождения. Она залегает на глубинах 2692,6-2746,8 м. Породы представлены в основном кварцевыми разномзернистыми песчаниками с грубозернистыми прослоями в средней и верхней частях пачки.

Межугольная толща в пределах Крапивинского месторождения распространена повсеместно, мощность её составляет 6-10 м. В северо-восточном направлении мощность пачки увеличивается. Породы толщи глинисто-алевритовые с тонкозернистыми песчаными пропластками с отсутствием свойственных толще угольных пропластков. В кровле толщи залегает плотная, интенсивно пиритизированная тёмно-серая с буроватым оттенком глинисто-аргиллитовая пачка, хорошо выделяющаяся по индукционным, гамма и нейтронным каротажам.

Как и пласт Ю₁³⁻⁴, пласт Ю₁² вскрыт всеми пробуренными скважинами и залегает на глубинах 2665,8-2746 м. Породы представляют хорошо отсортированные мелко-, иногда среднезернистые песчаники полимиктового состава с каолинитовым цементом, который занимает 7-10 % порового пространства породы. Эффективная мощность пласта находится в пределах 4-6 м.

В кровле пласта Ю₁² залегает отличающаяся от остальных пород верхней юры пачка, выделяемая в пределах Томской области как барабинская. Породы барабинской пачки характеризуются комковатыми текстурами, слабой сортировкой обломочного материала, со значительным содержанием глауконита. Представлены породы пиритизированными

разнозернистыми фосфатизированными плохо сортированными песчаниками и алевролитами.

Начало трансгрессивного цикла по литологическим и палеонтологическим данным относят к основанию надугольной толщи. При этом пласты Ю₁⁰ и Ю₁¹ имеют одинаковое мелководно-морское происхождение с идентичным комплексом фауны.

Георгиевская свита на территории Крапивинского месторождения имеет незначительную мощность. Породы свиты представляет монотонная тёмно-серая с зеленоватым оттенком глинистая толща ранне-кимериджского возраста.

Титонский ярус – J₃tt

В кровле верхнеюрских отложений залегает баженовская свита. Мощность свиты выдержана по всей изучаемой территории и составляет 24-28 м. Породы свиты представлены чёрными, либо буровато-чёрными плитчатыми битуминозными аргиллитами с редкими прослоями карбонатов и обычных пластичных глин, алевролитов и песчаников. Баженовская свита является отличным маркирующим горизонтом и чётко просматривается по данным каротажей.

2.2.3 Краткая характеристика нефтегазоносных объектов

Нефтегазоносность месторождения связывается с пластами Ю₁² и Ю₁³, основные запасы месторождения сконцентрированы в последнем. Пласт Ю₁² является малопродуктивным, низкопроницаемым и низкодебитным. Характерной особенностью нефтеносного резервуара являются разные уровни ВНК в разных частях месторождения, разница абсолютных отметок может достигать до 80 м.

На сегодняшний момент в пределах пласта Ю₁³ выявлено шесть залежей: Северная, Центральная, Восточная, Юго-Восточная, Южная, Район скв. 198, которые разделяются между собой разрывными нарушениями.

Пласт Ю₁³, согласно ГИС, исследованиям керна и промысловой характеристике наблюдается ухудшение коллекторских свойств сверху вниз по разрезу. Проницаемость изменяется от 2000 мД до 10 мД, пористость – 15-22%. Также, в зависимости от коллекторских свойств в пределах каждого блока может варьировать величина ВНК – чем хуже коллекторские свойства, тем уровень ВНК будет выше.

Средняя нефтенасыщенная мощность пласта составляет 12,8 м, а изменяется в пределах 1,4-28,6 м. В общем и целом, мощность пласта возрастает в центральной части Южной залежи, а также в северо-западной части Северной залежи.

Северная залежь занимает северную и северо-западную часть месторождения. С юга и востока ограничена разрывными нарушениями, имеющими субширотное направление и простирающимися через всё месторождение. Залежь пластовая, сводовая. В плане размеры залежи составляют 12×7,2 км, высота – 60 м. Средняя эффективная мощность составляет 10,7 м, само значение варьирует в пределах 0-22 м. С абсолютных отметок 2600,9-2218,6 максимальный приток нефти на штуцере 8 мм составил 230 м³/сут.

Центральная залежь находится в центре месторождения. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограничена с юга, востока и севера. Эффективная мощность в среднем составляет 11 м. Размеры в плане 5,7×3,4 км, высота 60 м. Максимальный приток нефти получен на штуцере 8 мм и составляет 15,8 м³/сут.

Восточная залежь находится на северо-востоке месторождения, с запада и юга литологически ограничена, пластовая, сводовая. Размеры в плане 2,4×6,4 км, высота составляет 40 м. Эффективная нефтенасыщенная мощность варьирует в пределах 0-15 м, средняя – 7,7 м. Залежь обладает пониженными коллекторскими свойствами. Максимальный приток нефти на штуцере 2 мм составил 5,4 м³/сут.

Юго-восточная залежь находится в юго-восточной части месторождения, с севера, юга и запада ограничена дизъюнктивными нарушениями. Залежь пластовая, сводовая. Размеры в плане 4,5×1,5 км, высота – 25 м. Средняя нефтенасыщенная мощность составляет 8,8 м.

Залежь района скважины 198Р находится на востоке месторождения, пластовая, сводовая, в юго-западной части ограничена разрывными нарушениями. Размеры в плане 1,5×2,1 км, высота залежи – 26 м. Средняя нефтенасыщенная мощность составляет 6 м.

Южная залежь находится в южной части месторождения. Залежь пластовая, сводовая, размеры в плане 10,1×11,5 км, высота – 100 м, ограничена тектоническими нарушениями в северной части. Средняя нефтенасыщенная мощность составляет 10,8 м. Максимальный приток нефти, полученный с интервала абсолютных отметок 2633-2653,1 м, составил 88,4 т/сут.

Глава 3. Прогнозирование зон развития высокопроницаемых коллекторов

3.1 Исходные данные

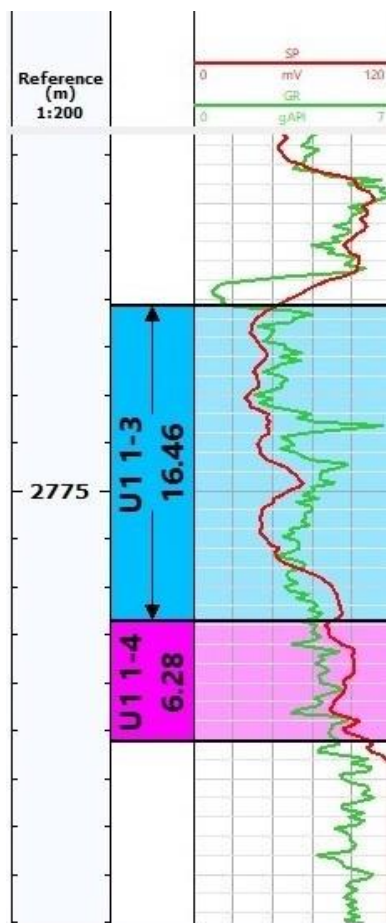
Настоящая работа основывается на данных геофизических исследований и детального описания керна шести скважин (314, 208, 201, 206, 205, 187) Крапивинского нефтяного месторождения, которые вскрывают пласт Ю₁³ в пределах одной фациальной обстановки – центральной части бара вдольбереговой зоны прибрежно-морского комплекса.

3.2 Расчёт гидравлических единиц потока

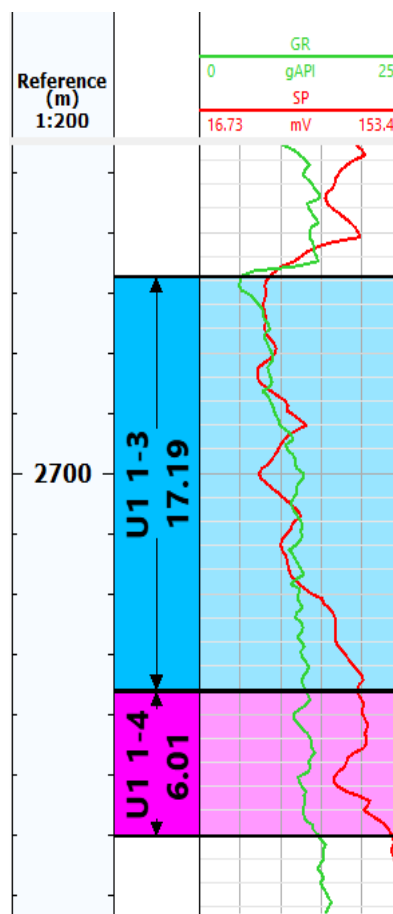
Прежде чем приступить непосредственно к расчётам, необходимо увязать каротажные кривые и керновые данные по глубине. Отбивки продуктивного пласта были идентифицированы по аномалиям ПС и ГК, затем сопоставлены с интервалами отбора керна. Интервалы отбора были изменены в скважине 187, керн целиком был сдвинут на 2,8 м ниже первоначальных значений (Рисунки 3.1 – 3.2).

После увязки керна и каротажей по глубине для всех образцов керна в каждой скважине был произведён расчёт параметров индикатора гидравлической единицы (FZI) и индекса качества коллектора (RQI) по формулам (1.3), (1.4), и (1.6).

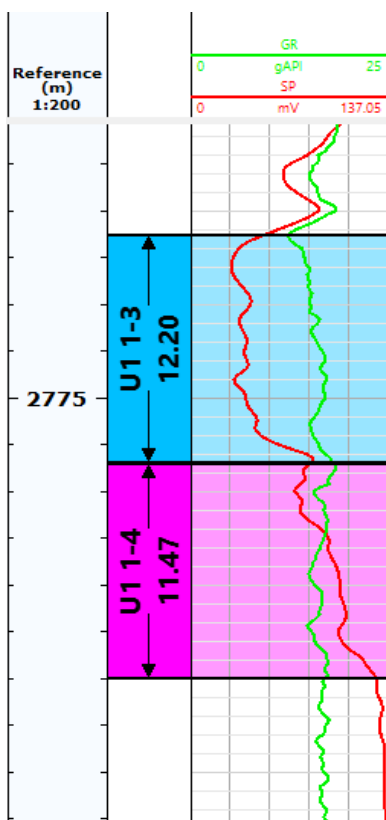
Для того, чтобы выполнить прогнозный расчёт гидравлических единиц потока в скважине без керна было решено выбрать опорную скважину, соответствующую следующим критериям: 1) наилучший вынос керна в коллекторе; 2) наилучшая сходимость параметра FZI и каротажных кривых по ранговой корреляции; 3) подтверждение наличия гидравлических единиц потока по гистограмме распределения. Вынос керна по скважинам представлен в Таблице 3.1. Вместе с тем необходимо выбрать скважину, для которой будет выполняться прогнозный расчёт. Для неё, как и для эталонной,



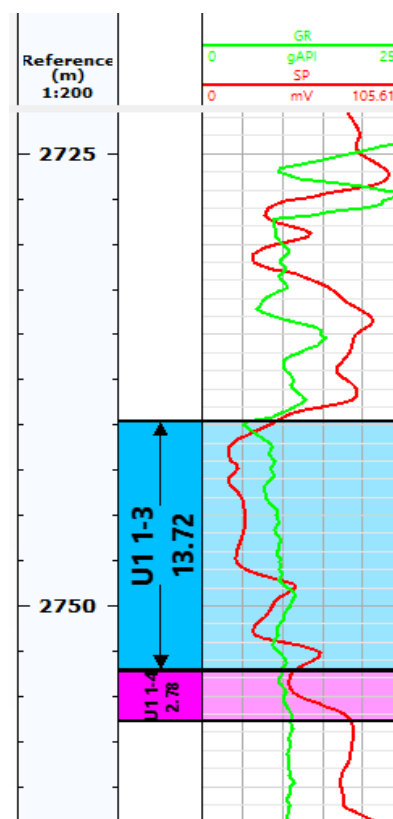
a



б



в



г

Рисунок 3.1 – Выделение пластов Ю₁³ и Ю₁⁴ по данным ПС и ГК; скважины: а – 187, б – 201, в – 205, г – 206.

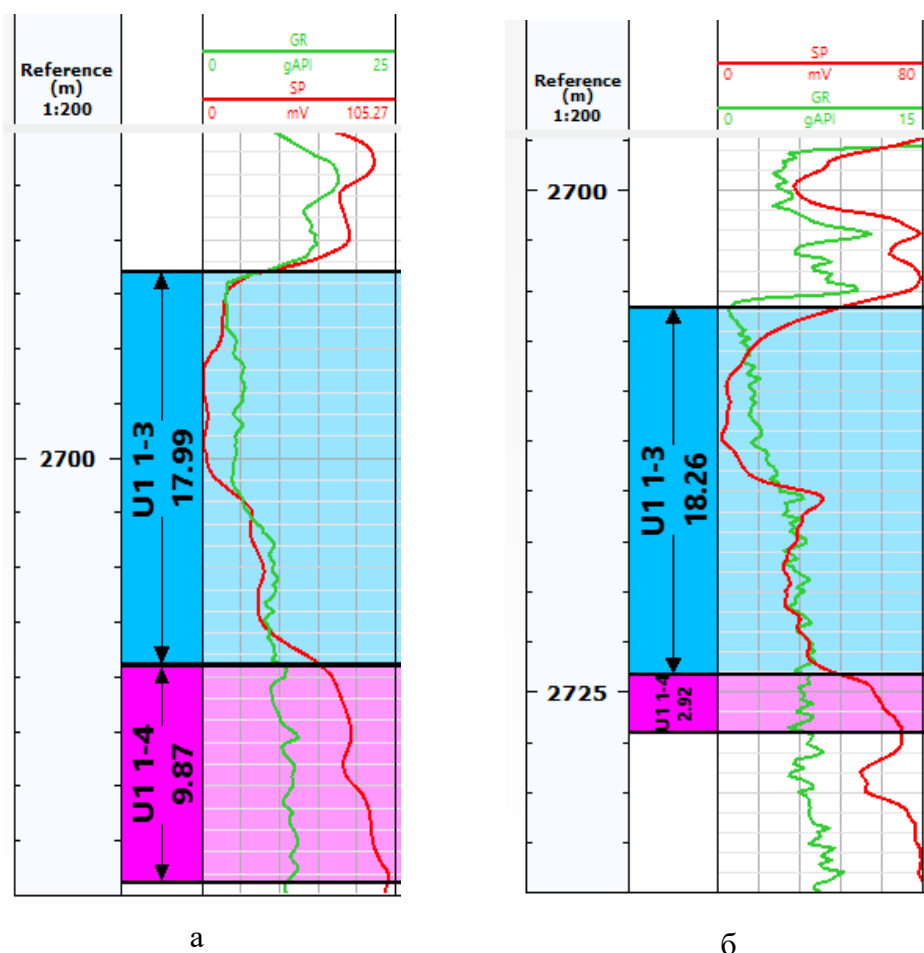


Рисунок 3.2 – Выделение пластов Ю₁³ и Ю₁⁴ по данным ПС и ГК; скважины: а – 208, б – 314.

необходим хороший процент выноса керна, а также наличие каротажей, по которым откликам которых будет выполняться расчёт.

Таблица 3.1 – Вынос керна в коллекторе по скважинам

№ скважины	187	314	206	201	205	208
% выноса керна	100%	94%	96%	86,67%	63,85%	70,96%

Из Таблицы 3.1 видно, что скважины 205 и 208 не подходят на роль эталонной ввиду малого выноса керна. На Рисунках 3.3 – 3.13 представлены результаты ранговой корреляции по каротажам самопроизвольной поляризации (ПС), гамма-каротаж (ГК) и нейтронного (НКТ) каротажа на тепловых нейтронах. ПС, ГК и каротаж НКТ присутствуют во всех рассматриваемых скважинах кроме 201-й, поэтому на них проводилась

ранговая корреляция с параметром FZI. Вместо непосредственно кривых ПС и ГК в расчётах используются кривые коэффициента песчанистости α_{SP} и индекс радиоактивности I_{GR} , чтобы исключить погрешность разной эталонировки приборов измерения. α_{SP} и I_{GR} были рассчитаны следующим образом:

$$\alpha_{SP} = 1 - V_{shSP} \quad (3.1)$$

$$V_{shSP} = \frac{U_{sp} - U_{sp\ min}}{U_{sp\ max} - U_{sp\ min}} \quad (3.2)$$

где $V_{sh\ SP}$ – объём глин, д. е.; U_{sp} , $U_{sp\ min}$, $U_{sp\ max}$ – текущее, минимальное и максимальное значения каротажа ПС на продуктивном интервале соответственно, мВ

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3.3)$$

где GR , $GR\ min$, $GR\ max$ – текущее, минимальное и максимальное значения гамма-каротажа на продуктивном интервале соответственно, gAPI.

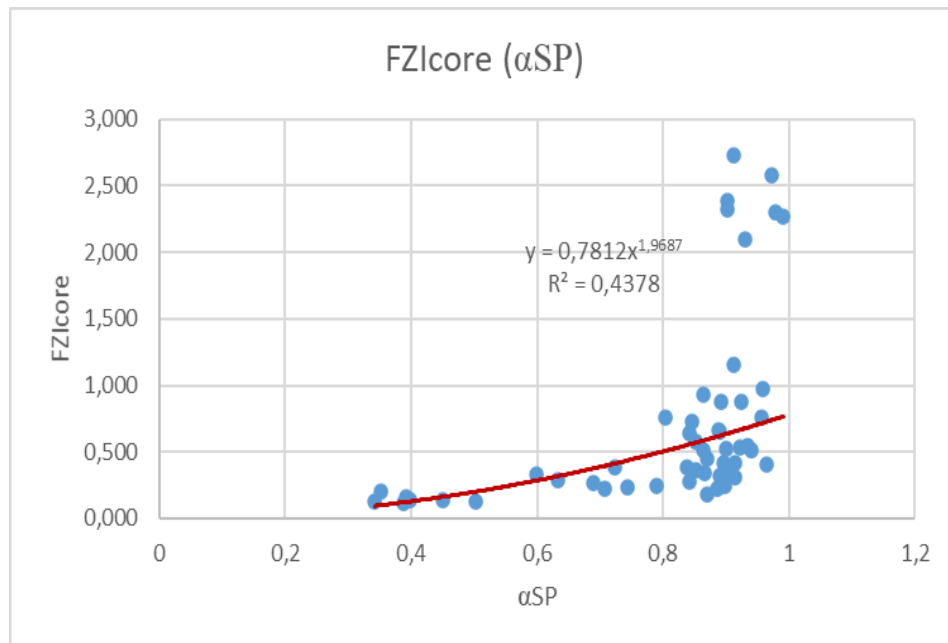


Рисунок 3.3 – Зависимость FZI от кривой коэффициента песчанистости для

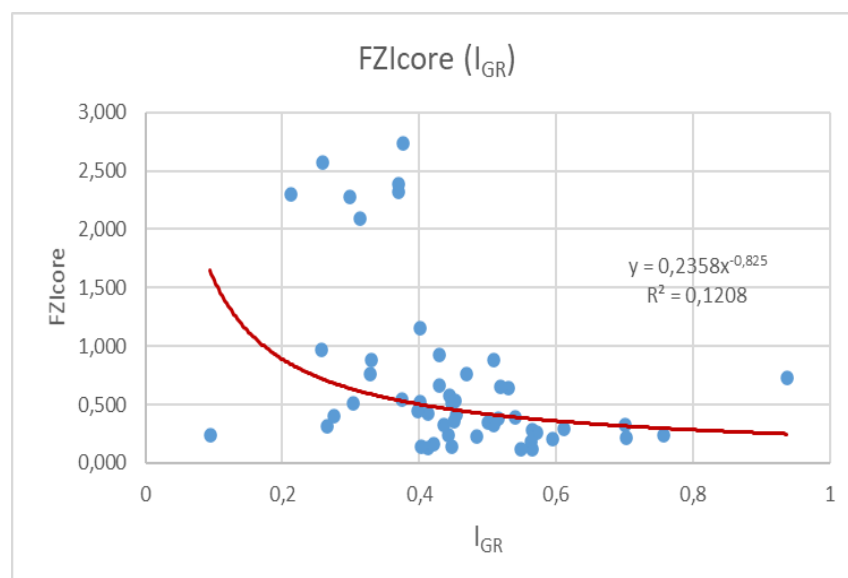


Рисунок 3.4 – Зависимость FZI от кривой индекса радиоактивности для скважины 187

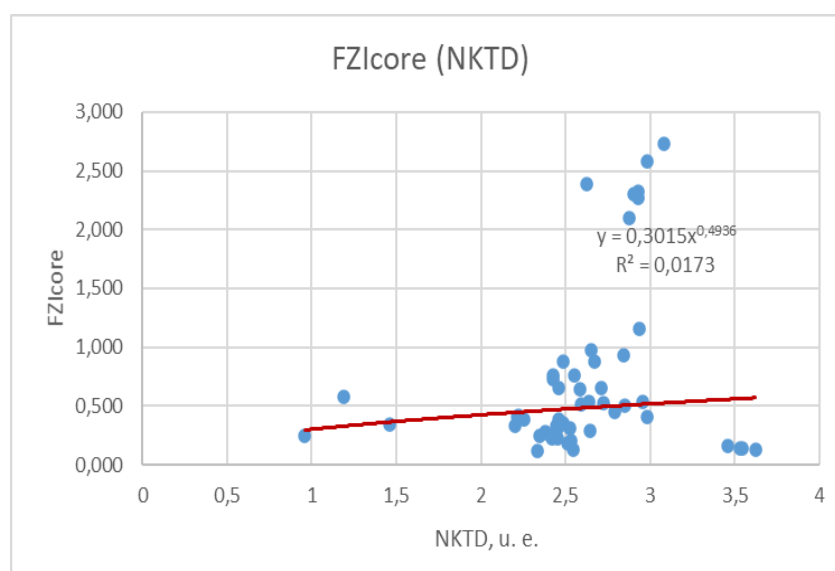


Рисунок 3.5 – Зависимость FZI от кривой нейтронного каротажа для скважины 187

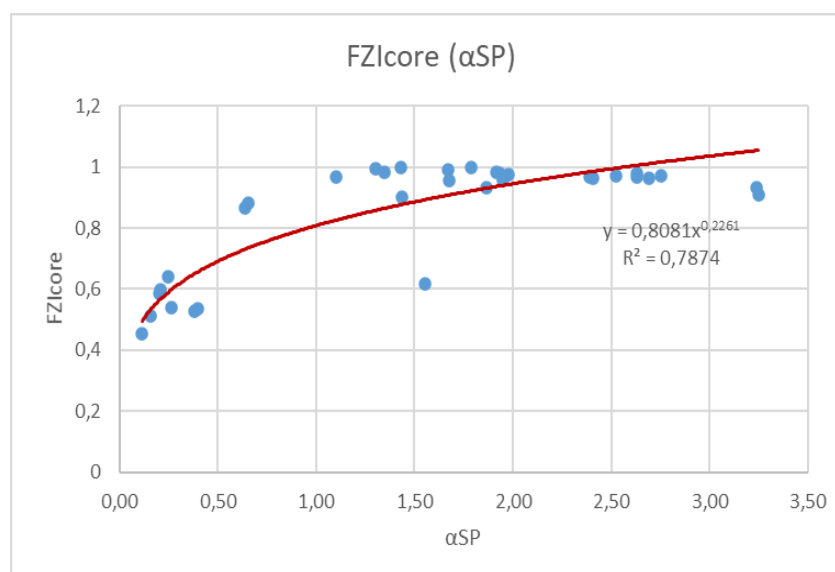


Рисунок 3.6 – Зависимость FZI от кривой коэффициента песчаности для скважины 314

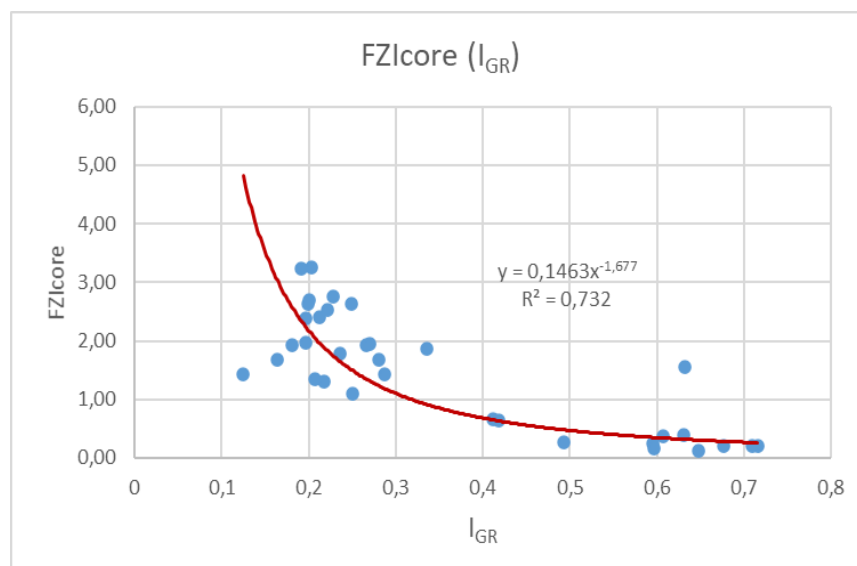


Рисунок 3.7 – Зависимость FZI от кривой индекса радиоактивности для скважины 314

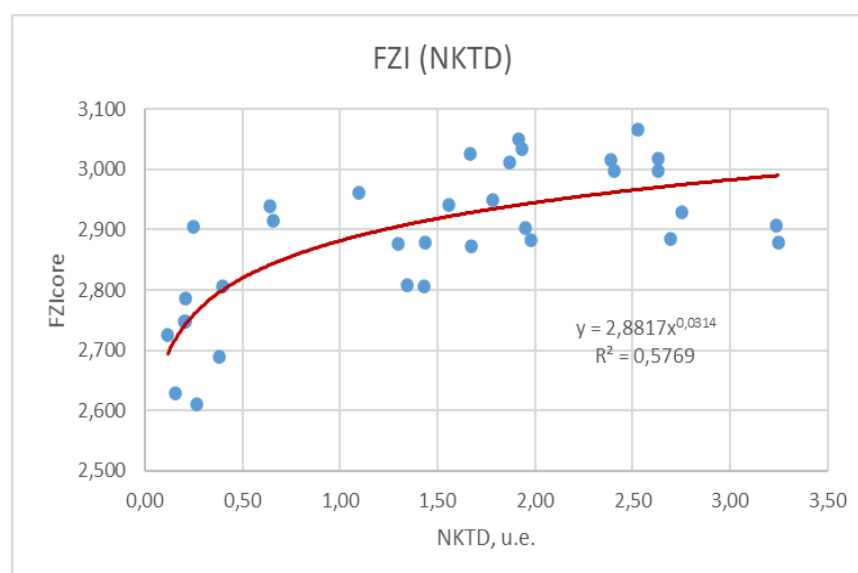


Рисунок 3.8 – Зависимость FZI от кривой нейтронного каротажа для скважины 314

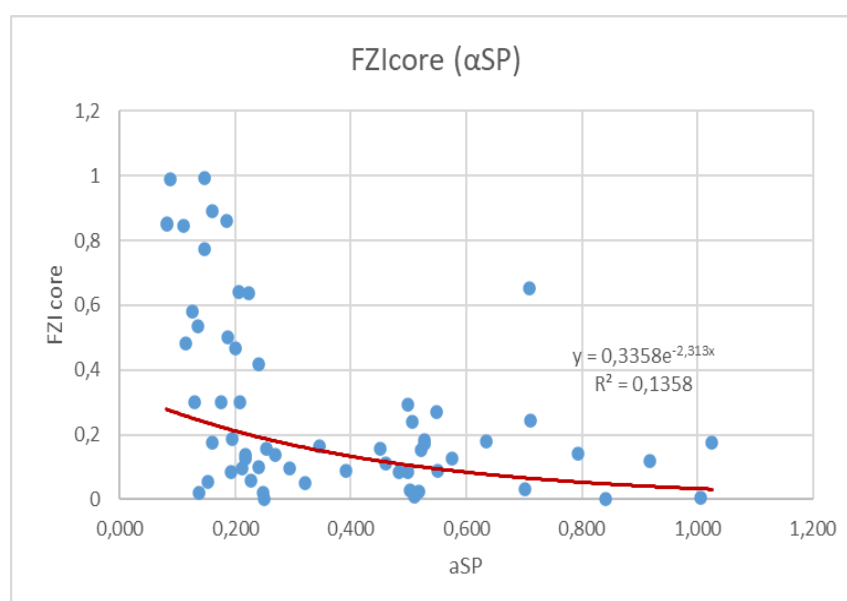


Рисунок 3.9 – Зависимость FZI от кривой коэффициента песчанистости для скважины 206

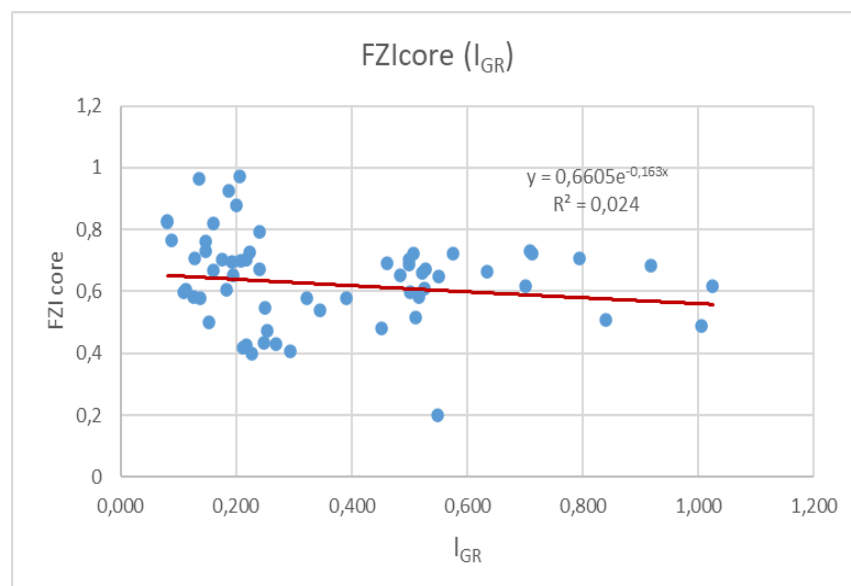


Рисунок 3.10 – Зависимость FZI от кривой индекса радиоактивности для скважины 206

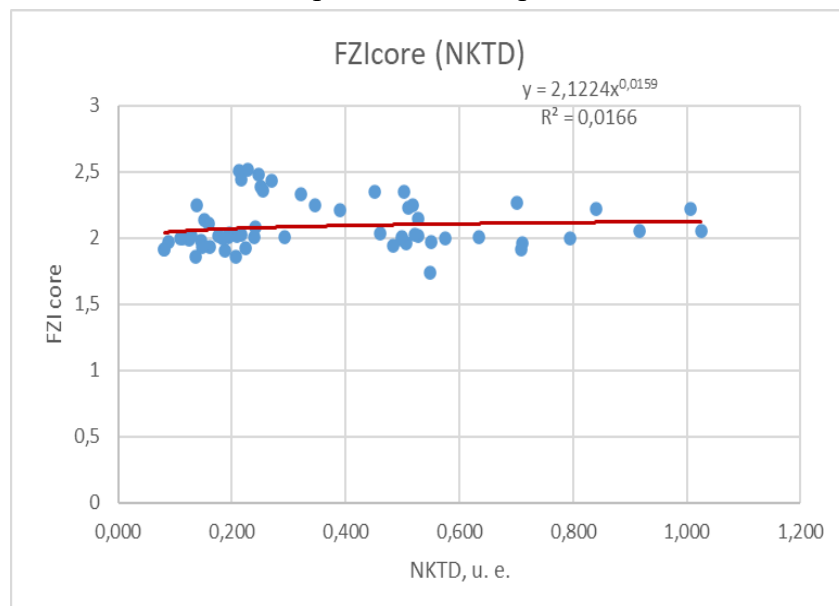


Рисунок 3.11 – Зависимость FZI от кривой нейтронного каротажа для скважины 206

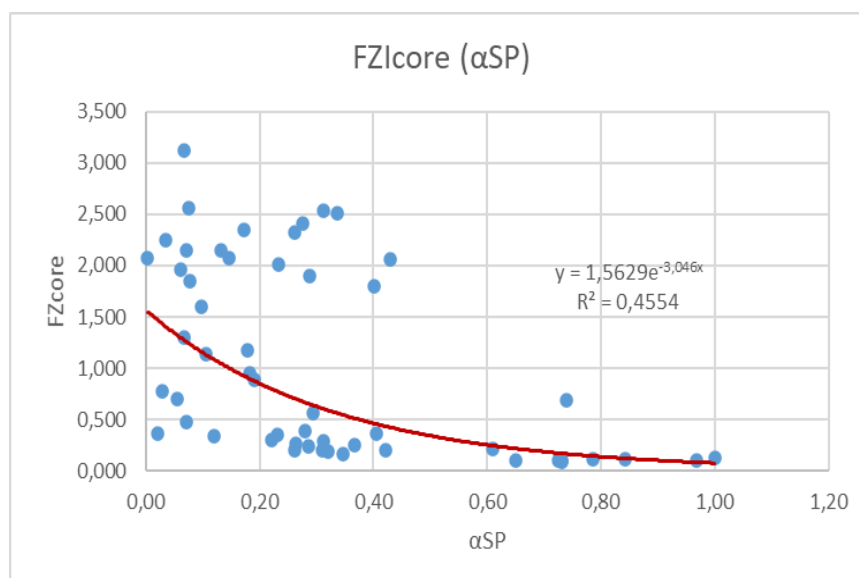


Рисунок 3.12 – Зависимость FZI от кривой коэффициента песчанистости для скважины 201

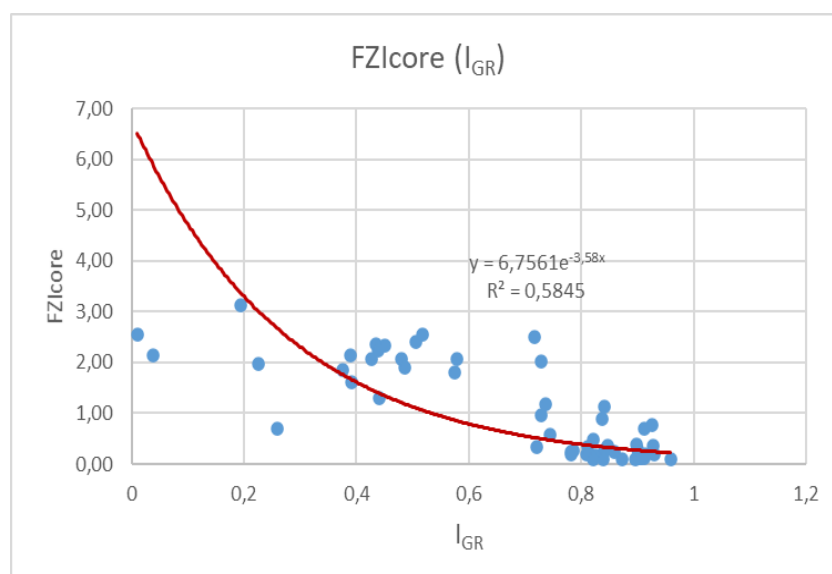


Рисунок 3.13 – Зависимость FZI от кривой индекса радиоактивности для скважины 201

Как видно из рисунков 3.3–3.13, из выбранных ранее скважин с наилучшим выносом керна в коллекторе, наилучшая сходимость параметра FZI и методов каротажей наблюдается в скважине 314. Для неё также была построена гистограмма распределения параметра FZI в ПО Schlumberger Techlog и неупорядоченный график Лоренца, представленные на Рисунках 3.14 и 3.15. Из Рисунка 3.14 видно, что можно говорить о существовании в скважине 314 как минимум трёх гидравлических единиц потока. На неупорядоченном графике Лоренца выделяются четыре единицы потока, их характеристики представлены в Таблице 3.2. По совокупности вышеизложенных критериев скважина 314 была выбрана опорной.

Таблица 3.2 – Характеристики гидравлических единиц потока

HFU	Диапазон FZI	Среднее значение FZI	Диапазон ф, д.е.	Среднее ф, д.е.	Диапазон к, мД	Среднее к, мД
1	1,44-3,83	2,9376	0,164–0,183	0,1803	13,2-134,1	90,05
2	1,29-3,04	2,2344	0,137-0,192	0,1805	4,23-100,12	51,49
3	1,09-2,63	1,7859	0,162-0,202	0,1738	11,29-92,83	29,55
4	0,1163-1,55	0,4198	0,097-0,153	0,1156	0,021-3,77	0,72

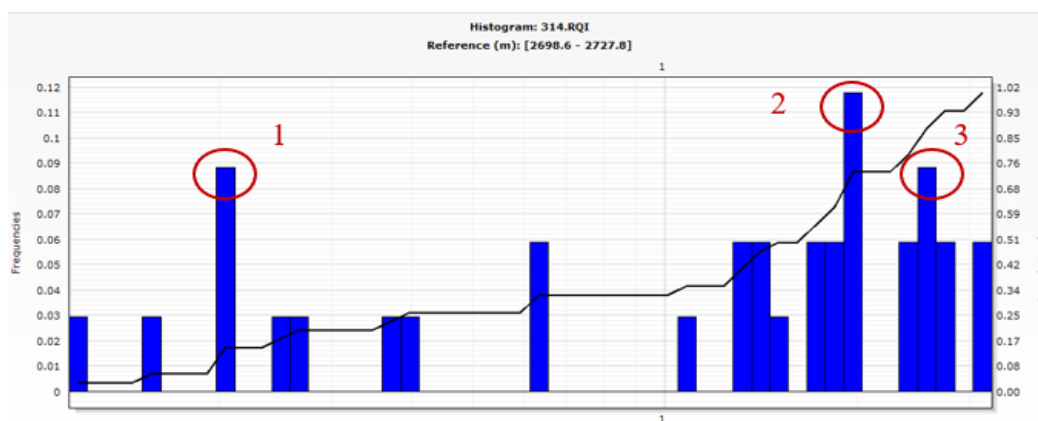


Рисунок 3.14 – Гистограмма распределения параметра FZI для скважины 314

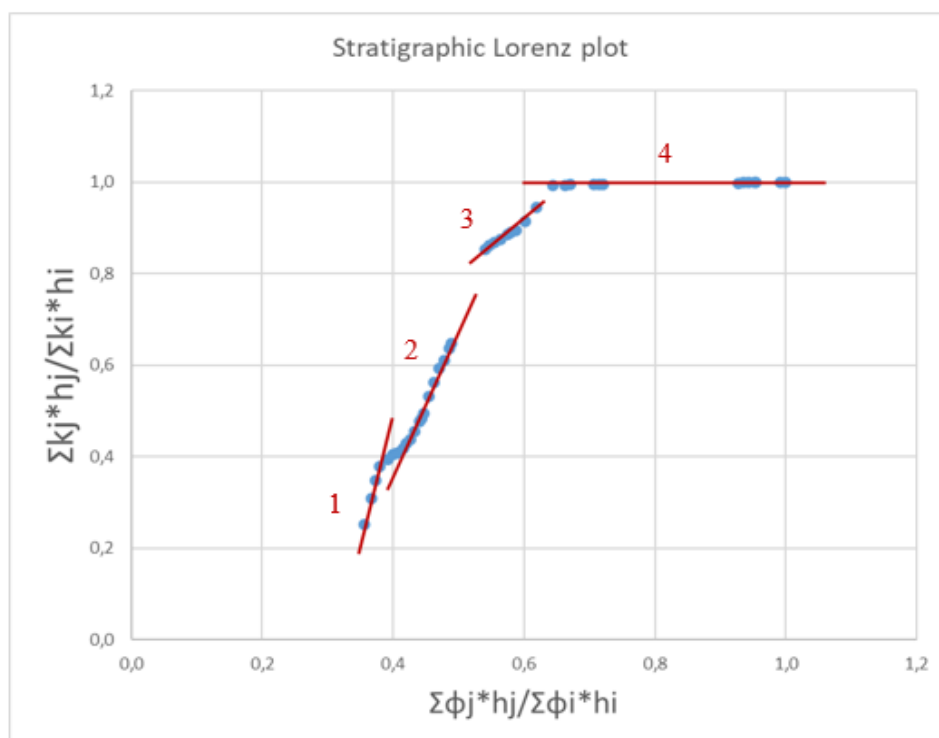


Рисунок 3.15 – Неупорядоченный график Лоренца по керну для скважины 314

Первая гидравлическая единица потока характеризуется по детальному седиментологическому описанию керна как нефтенасыщенные песчаники тёмно-коричневого цвета, массивные, плотные, однородные, средне-крупнозернистые, очень слабо сцементированные, средняя пористость – 0,18, средняя проницаемость – 90,05 мД.

Вторая гидравлическая единица потока характеризуется аналогичным описанием. Это тёмно-коричневые нефтенасыщенные массивные слабосцементированные песчаники. Однако размерность зерна изменяется от крупной до средней, реже мелкой. Песчаники от слабосцементированных

переходят к рыхлым, с отдельными, обособленными пачками грубо-крупнозернистых, кварцевых, слюдистых песчаников с неравномерным, пятнистым насыщением нефтью. Среднее значение пористости – 0,18, проницаемости – 51,49 мД.

Третья гидравлическая единица характеризуется среднезернистыми и мелкозернистыми массивными нефтенасыщенными песчаниками с отдельными нитевидными прослоями углистого материала. Среднее значение пористости – 0,17, проницаемости – 29,55 мД.

В четвёртой единице наблюдается переход песчаников от нефтенасыщенных к светло-серым однородным, массивным, с чередованием однородных прослоев с прослоями косо-направленной, либо полого-волнистой слоистости с намывами углисто-растительного детрита. Среднее значение пористости – 0,12, проницаемости – 0,72 мД.

Скважина 187 была выбрана для выполнения прогнозного расчёта индикатора гидравлической единицы потока, так как 100 % вынос керна в коллекторе позволит в полной мере оценить точность вычислений.

Далее расчёты в скважине 187 велись, таким образом, будто в ней отсутствуют данные по керну, а есть только каротажные кривые. В программном обеспечении «Статистика» было составлено уравнение множественной регрессии зависимости индикатора гидравлической единицы потока (FZI) от откликов каротажей методов ПС и ГК. Оно имеет следующий вид:

$$FZI = 2.046460046 + 0.150 \times \alpha SP - 0.67 \times I_{GR} \quad (3.4)$$

где αSP – коэффициент песчанистости, д. е.; I_{GR} – индекс радиоактивности, д.е. Коэффициент корреляции $R = 0,809$. Скриншот полученных коэффициентов уравнения в программном обеспечении «Статистика» представлен на Рисунке 3.16.

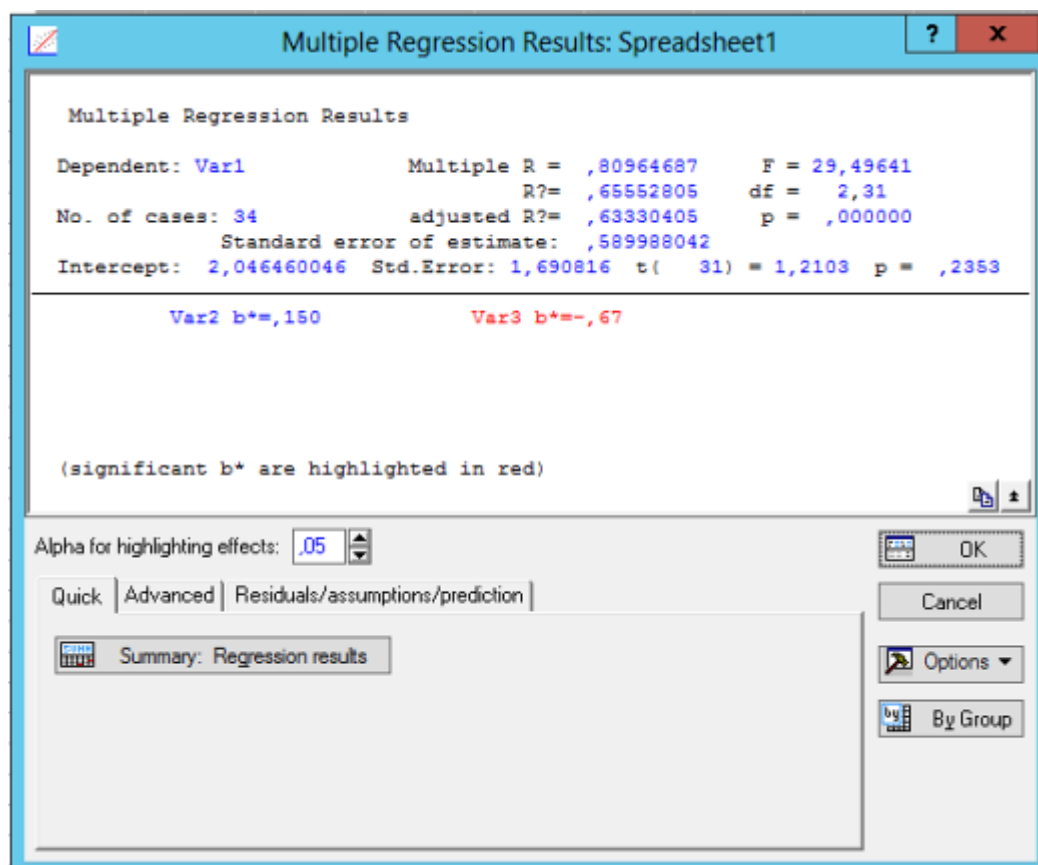


Рисунок 3.16 – Коэффициенты уравнения множественной регрессии, где intercept – свободный член уравнения, Var1 – FZI, Var2 – α SP, Var3 – IGR.

В ПО «Schlumberger Techlog» по уравнению (3.4) был рассчитан прогнозный параметр FZI. Единственный каротаж пористости, доступный в скважинах 314 и 197 – нейтрон-нейтронный каротаж (НКТ) на тепловых нейтронах. Для того, чтобы рассчитать стратиграфический график Лоренца, выделить единицы потока и в дальнейшем рассчитать проницаемость необходимо нормализовать кривую нейтронного каротажа скважины 187 на опорную 314-ю. Это позволит при пересчёте кривой из условных единиц в нейтронную пористость использовать уравнение для кривой из опорной скважины, в которой кривая увязана с керном. Нормализация была осуществлена с помощью инструмента «normalization» методом квантилей в ПО «Schlumberger Techlog». Гистограммы распределения кривых нейтронного каротажа до и после нормализации представлены на рисунках 3.17 и 3.18.

На скважине 314 кривая нейтронного каротажа в условных единицах была пересчитана в кривую водородосодержания исходя из уравнения пересчёта, полученного с помощью графика на Рисунке 3.19, построенного по Таблице 3.3:

$$y = -0.1974 \times x + 0.7453 \quad (3.5)$$

где y – пористость, д.е.; x – нейтронный каротаж, у.е.

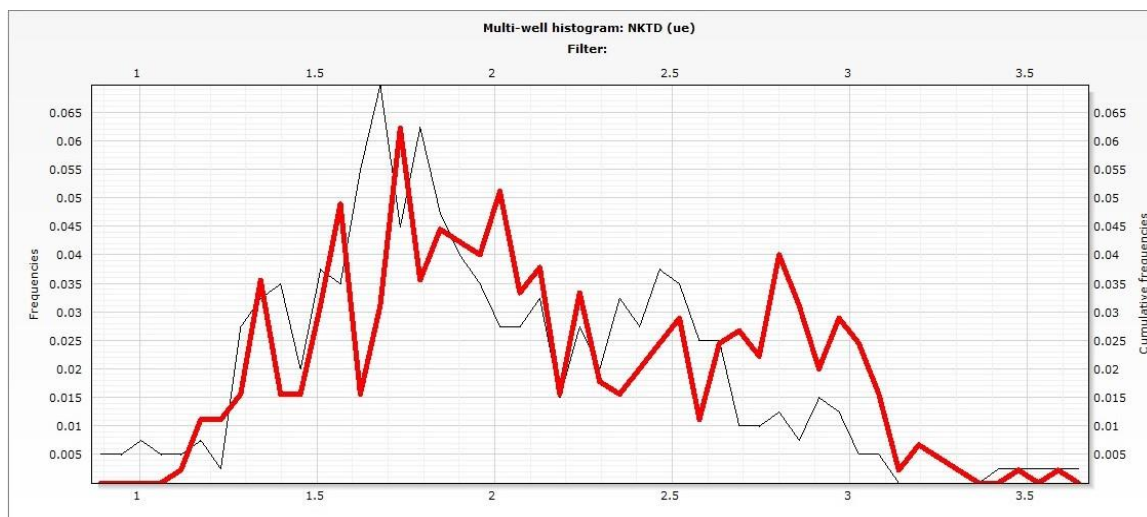


Рисунок 3.17 – Распределение кривых нейтронного каротажа до нормализации. Выделена кривая скважины 314.

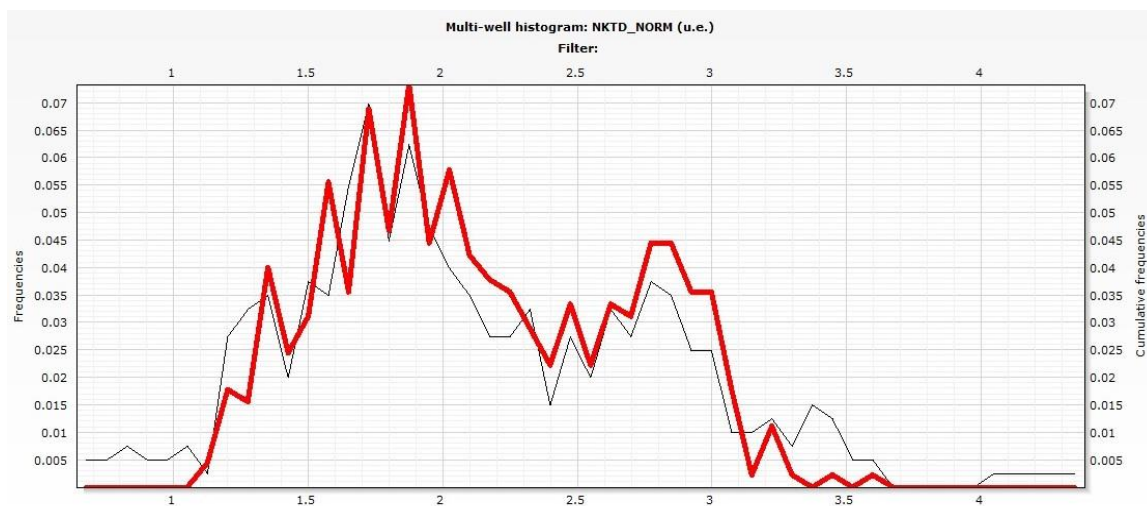


Рисунок 3.18 – Распределение кривых нейтронного каротажа после нормализации. Выделена кривая скважины 314.

Таблица 3.3 – Пересчёт нейтронного каротажа в водородосодержание

Нейтронная пористость		
	у.е.	Пористость
max	3,573	0,04
min	1,8	0,39
кern max	2,75228	0,202

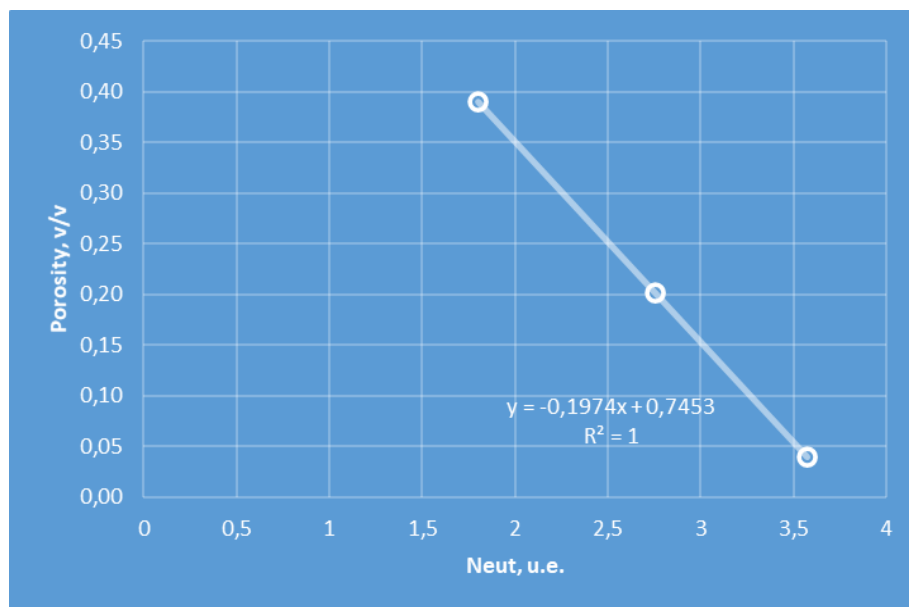


Рисунок 3.19 – Уравнение пересчёта кривой нейтронного каротажа в кривую водородосодержания

Далее для скважины была рассчитана кривая содержания глин по вариации 2 метода Stieber. Затем кривая нейтронной пористости была рассчитана по следующей формуле:

$$NPHI = W - V_{sh} \times W_{sh} \quad (3.6)$$

где NPHI – нейтронная пористость, д.е.; W – водородосодержание, д.е.; V_{sh} – содержание глин, д.е.; W_{sh} – водородосодержание в глинах, д.е.

Значение водородосодержания в глинах принято стандартным, равным 0,3. Визуальный вид соотношения кривой нейтронной пористости и пористости точек по керну представлен на Рисунке 3.20, кросс-плот кривой нейтронной пористости и точек по керну представлен на Рисунке 3.21. Как следует из уравнения регрессии на кросс-плоте, после удаления трёх точек, коэффициент достоверности связи R^2 составляет 0,7716, что является

достаточным для того, чтобы считать кривую нейтронной пористости и точки по керну увязанными.

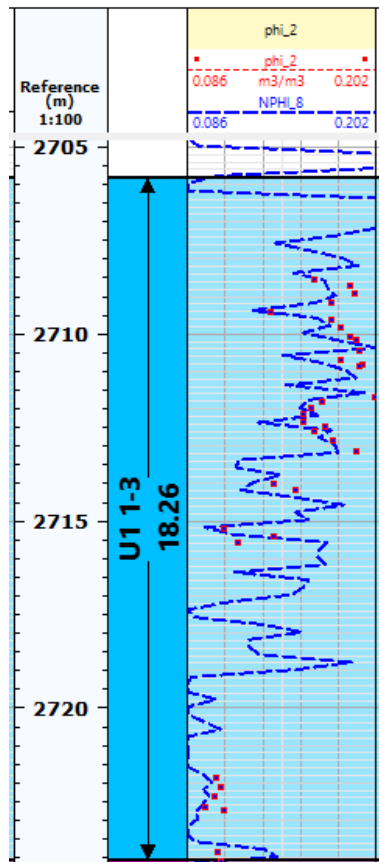


Рисунок 3.20 – Соотношение кривой нейтронной пористости NPHI_8 и значений точек по керну phi 2.

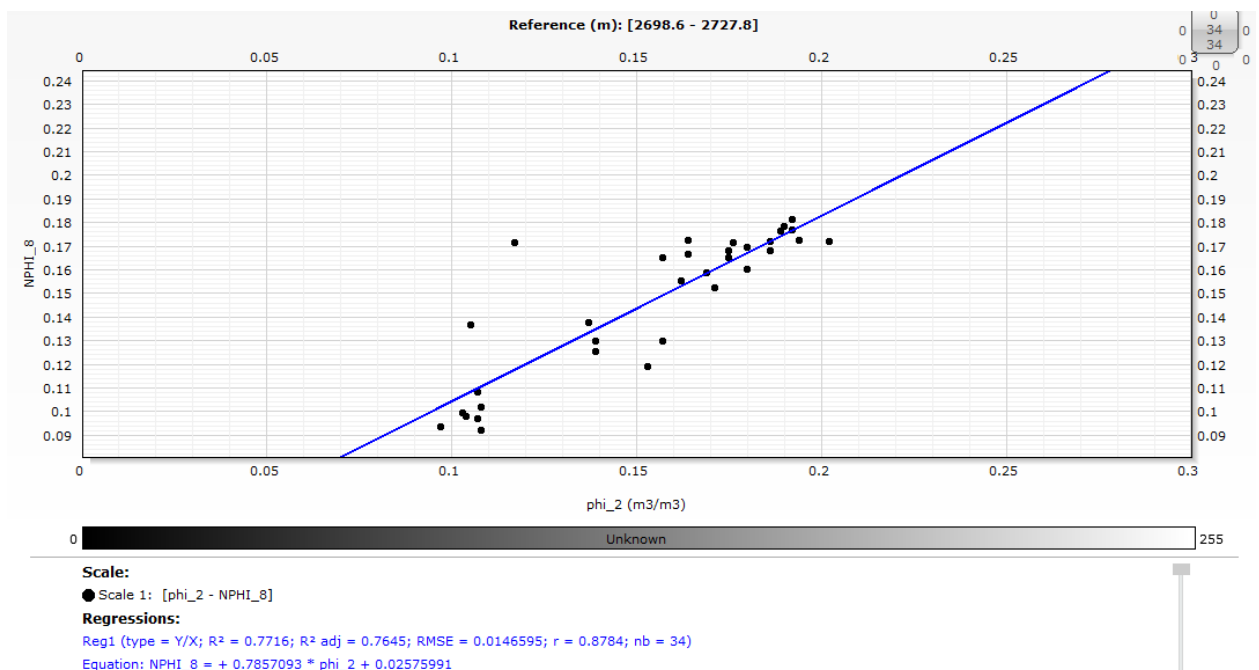


Рисунок 3.21 – Кросс-плот кривой нейтронной пористости NPHI_8 и значений точек по керну phi_2. Reg2 – текущее выделение точек по керну

Поскольку кривая НКТ в условных единицах для скважины 187 нормализована на кривую эталонной скважины, для расчёта водородосодержания было использовано уравнение (3.4). Нейтронная пористость была рассчитана по уравнению (3.5), а водородосодержание в глинах, аналогично эталонной скважине было принято 0,3. Объём глин также был рассчитан по вариации II метода Stieber.

Для того, чтобы корректно рассчитать проницаемость в скважине без керна необходимо воспользоваться формулой Кармена-Козени:

$$k = 1014 \times FZI_{mean}^2 \times \frac{\varphi_e^3}{(1 - \varphi_e)^2} \quad (3.7)$$

где k – проницаемость, мД; FZI_{mean} – среднее значение индикатора гидравлической единицы потока; φ_e – значение эффективной пористости, д.е.

В программном обеспечении «Microsoft Excel» полученная ранее по уравнению множественной регрессии кривая FZI была проклассифицирована по гидравлическим единицам потока опорной скважины, характеристики которых содержатся в Таблице 3.2. Для этого в ячейках была использована команда «Если». После классификации значений FZI для расчёта проницаемости было применено выражение (3.7). Далее была выполнена проверка рассчитанной проницаемости по кернавым данным скважины 187. Соотношение кривой проницаемости и значений по керну представлено на Рисунке 3.22.

Как видно из Рисунка 3.22 полученная из расчётов кривая проницаемости достаточно корректно описывает её изменение по разрезу, следовательно, вышеприведённые расчёты могут использоваться для уточнения геологической модели в данной фациальной обстановке.

Следует подчеркнуть, что для корректного расчёта проницаемости в других скважинах, необходимо следить, чтобы они, согласно концептуальной седиментологической модели месторождения, находились в пределах одной

фациальной обстановки. Для каждой фациальной обстановки требуется отдельная опорная скважина.

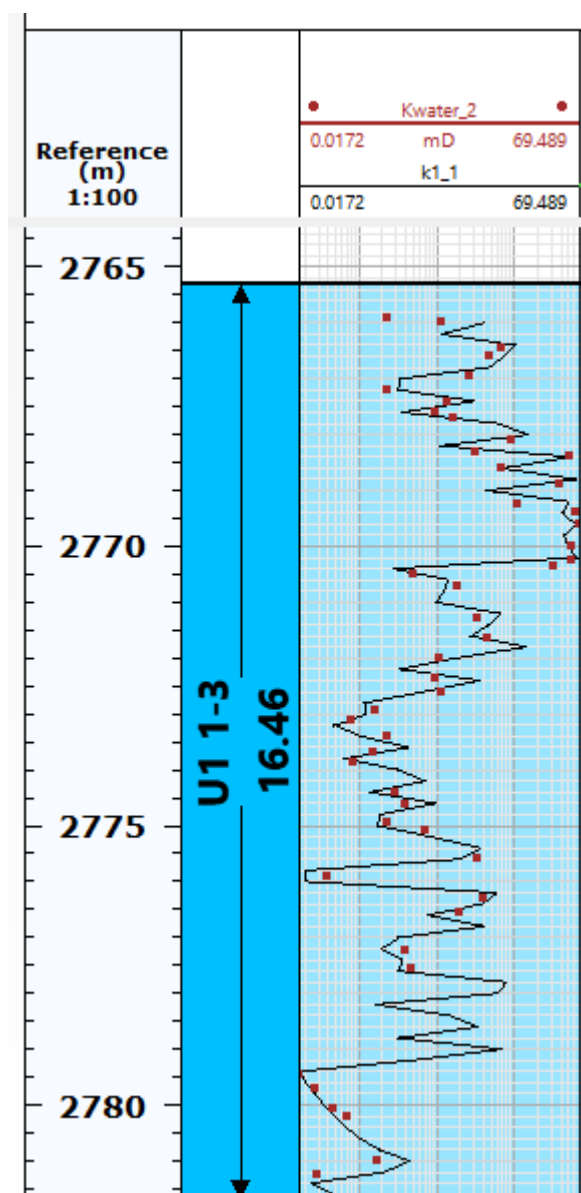


Рисунок 3.22 – Соотношение значений проницаемости по керну и рассчитанных с помощью графика Лоренца

Данное обстоятельство можно отнести к недостаткам данного метода выделения гидравлических единиц потока, так как если на месторождении несколько фациальных обстановок, то в пределах распространения некоторых из них может просто не найтись скважины, удовлетворяющей критериям опорной. В этом случае следует обратиться к другим методам выделения гидравлических единиц потока.

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Анализ пород-коллекторов с позиций методики гидравлических единиц потока является научно-техническим исследованием, следовательно, необходимо провести расчет затрат.

Планирование бюджета проекта должно обеспечивать полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- Материальные затраты;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- Затраты научные и производственные командировки;
- Накладные расходы.

4.1 SWOT-анализ

SWOT-анализ – метод стратегического планирования, базирующийся на внутренних (сильные/слабые стороны проекта) и внешних (возможности/угрозы) факторах проекта (Криницына З.В., Видяев И.Г., 2014).

SWOT-анализ состоит из трёх этапов:

- выявление сильных и слабых сторон проекта, выявление угроз и возможностей (Таблица 4.1);
- выявление соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта (Таблицы 4.2 и 4.3);
- составление итоговой матрицы SWOT-анализа для проекта (Таблица 4.4).

Таблица 4.1 – Результаты первого этапа SWOT-анализа

Сильные стороны С1. Более точное вычисление проницаемости по сравнению со стандартными методами ГИС С2. Возможность более корректного распределения пористости и проницаемости в межскважинном пространстве для модели С3. Метод позволяет более корректно определить зеркало свободной воды С4. Выделение единиц потока с помощью графиков Лоренца менее трудоёмко по сравнению с другими способами их выделения	Слабые стороны Сл.1 Применение метода с использованием опорной скважины накладывает ограничения, связанные с её критериями Сл.2 Необходим качественный детальный седиментологический анализ керна
Возможности В1. Использование уже имеющегося программного обеспечения для осуществления расчётов В2. Появление дополнительного спроса на новые технологии	Угрозы У1. Отсутствие спроса на новые технологии

Таблица 4.2 – Соответствие сильных сторон и возможностей проекта

	С1	С2	С3	С4
В1	+	+	+	+
В2	+	+	+	+

Таблица 4.3 – Соответствие слабых сторон и возможностей проекта

	Сл1	Сл2
В1	+	-
В2	-	-

Таблица 4.4 – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны	Слабые стороны
	С1. Более точное вычисление проницаемости по сравнению со стандартными методами ГИС С2. Возможность более корректного распределения пористости и проницаемости в межскважинном пространстве для модели С3. Метод позволяет более корректно определить зеркало свободной воды С4. Выделение единиц потока с помощью графиков Лоренца менее трудоёмко по сравнению с другими способами их выделения	Сл.1 Применение метода с использованием опорной скважины накладывает ограничения, связанные с её критериями Сл.2 Необходим качественный детальный седиментологический анализ керна
Возможности В1. Использование уже имеющегося программного обеспечения для осуществления расчётов В2. Появление дополнительного спроса на новые технологии	В1С1С2С3С4; В2С1С2С3С4	В1Сл1

4.2 Расчёт материальных затрат научно-технического исследования

Основные затраты связаны с электроэнергией и покупкой лицензии на необходимое программное обеспечение для выполнения работы либо в случае установленного лицензированного программного обеспечения, затраты будут связаны только с электроэнергией. Потребление электроэнергии персональным компьютером в месяц: 28,8 кВт·ч. Работа велась в течение 2 месяцев.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле

$$C = C_{эл} \times P \times F_{об} \quad (4.1)$$

где $C_{эл}$ – тариф на промышленную электроэнергию (2,93 Р за 1 кВт·ч); P – мощность оборудования, кВт; $F_{об}$ – время использования оборудования, ч.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в Таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, Р	Затраты на материалы, Р
Электроэнергия	кВт·ч	57,60	2,93	168,76
Канцелярские товары	–	–	–	1500
Доступ в интернет	месяц	2	350	700
Итого, Р	2368,76			

4.3 Заработная плата сотрудника

В данную статью расходов включается основная заработная плата сотрудника компании за время, необходимое для проведения исследования – два месяца. Основная заработная плата рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Для сотрудника на должности инженера в отделе геологии оклад в среднем составляет 51 000 Р.

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

$$З_{зпi} = \frac{(D + D \times K)}{F} \quad (4.2)$$

где D – месячный оклад работника, Р; K – районный коэффициент (г. Томск – 30%); F – количество рабочих дней в месяце (22 дня в среднем).

В этом случае, согласно формуле (4.2):

$$З_{зпi} = \frac{(51\,000 + 51\,000 \times 0,1)}{22} = 2363,63 \text{ Р} \quad (4.3)$$

Основная заработная плата сотрудника, рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{осн.зп}} = \sum t_i \times C_{\text{зп}i} \quad (4.4)$$

где t_i – затраты труда, необходимые для выполнения проекта, рабочие дни (60 дней); $C_{\text{зп}i}$ – среднедневная заработная плата сотрудника, выполняющего проект, Р/день (2363,63 Р/день).

В этом случае, согласно формуле (4.4):

$$C_{\text{осн.зп}} = 60 \times 2363,63 = 141\,818,18 \text{ Р} \quad (4.5)$$

Получившееся значение – заработная плата сотрудника за два месяца.

4.4 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отображаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные формы определяется по формуле:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \times З_{\text{осн}} \quad (4.6)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Налоговый Кодекс РФ устанавливает размер страховых взносов в размере 30%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в Таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчёт бюджета затрат проекта

Наименование статьи	Сумма, Р
Материальные затраты проекта	2 368,76
Затраты по основной заработной плате исполнителей работы	141 818,18
Отчисления во внебюджетные фонды	42 545,45
Накладные расходы	46 090,90
Бюджет затрат	232 823,29

4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности проекта. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности работы получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов проекта. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель проекта определяется по формуле:

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (4.7)$$

где $I_{\text{фин}}^{\text{исп}}$ – интегральный финансовый показатель проекта; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения проекта.

Полученная величина интегрального финансового показателя проекта отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости проекта в размах (значение меньше единицы, но больше нуля). Так как проект имеет одно исполнение, то:

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп}} = \frac{232\,823,29}{232\,823,29} = 1 \quad (4.8)$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения работы можно определить по формуле:

$$I_{pi} = \Sigma a_i \times b_i \quad (4.9)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения проекта; a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения проекта; b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения проекта, устанавливается экспертным путём по выбранной шкале оценивания.

Расчёт интегрального показателя представлен в Таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Оценка характеристик исполнения проекта

	Весовой коэффициент параметра	Оценка
1. Энергоэффективность	0,1	5
2. Точность результатов	0,1	5
3. Оперативность	0,1	4
4. Унифицированность	0,1	5
5. Надёжность	0,1	4
6. Помехоустойчивость	0,1	5
7. Безопасность	0,1	5
8. Конкурентоспособность	0,1	3
9. Цена	0,1	4
10. Финансовая эффективность научной работы	0,1	4
Итог	1	44

В этом случае $I_{pi}=4,4$. Сравнительная эффективность проекта рассчитана по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} \quad (4.10)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта, представленную в Таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Эффективность проекта

Показатели	Оценка
Интегральный финансовый показатель	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности и разработки	4,4
Интегральный показатель эффективности	0,22

Основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о том, что данная методика оценки эффективна.

Глава 5. Социальная ответственность

Объектом исследования данной работы являются породы-коллекторы Крапивинского нефтяного месторождения. В работе используются результаты геофизических исследований скважин, исследований фильтрационно-емкостных свойств керна, результаты седиментологического описания керна. Все материалы используются в электронном виде, основным инструментом исследования являются вычислительные средства персонального компьютера.

Соответственно, социальная ответственность данной работы связана с минимизацией воздействия на человека последствий работы за персональным компьютером.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основные правовые вопросы обеспечения безопасных и благоприятных условий труда, такие как режим рабочего времени, защита персональных данных сотрудника; оплата и нормирование труда регулируются Трудовым Кодексом Российской Федерации.

Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда за персональными электронно-вычислительными машинами (ПЭВМ) регулируются СП 2.2.3670-20.

При компоновке рабочей зоны учитываются всевозможные факторы, которые могут повлиять на человека. Рабочий кабинет должен быть хорошо освещен, чтобы не препятствовать проведению работы. Также все электроприборы должны отвечать требованиям техники пожарной безопасности, а также иметь изоляцию и заземление. Верхняя одежда должна храниться в шкафу. Для предотвращения чрезвычайных ситуаций все трудящиеся обязаны проходить инструктаж по технике безопасности.

5.2 Производственная безопасность

Отрицательное влияние компьютера на человека является комплексным, во время работы за компьютером на организм влияет целый ряд негативных физических и психологических факторов. Физическими факторами являются:

- повышенная пульсация светового потока;
- широкий спектр излучения от дисплея, который включает рентгеновскую, ультрафиолетовую и инфракрасную области;
- повышенный уровень электромагнитных излучений различных частот от монитора и системного блока;
- загрязнение воздуха пылью;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- возникновение на экране монитора статических зарядов, заставляющих частички пыли двигаться к ближайшему заземленному предмету, которым оказывается лицо пользователя;
- опасный уровень напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- опасность возникновения пожара.

Таким образом, влияющие на работоспособность вредные факторы должны быть определены нормативными правовыми актами в области санитарно-эпидемиологического контроля и скомпенсированы рациональной организацией рабочего места. Для этого должны быть рассмотрены понятия микроклимата, освещенности рабочего места, уровня шума, особенностей электрического напряжения в сети, уровня напряженности выполняемых работ и их нормативов.

Основные элементы производственного процесса на рабочем месте представлены в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Опасные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ	Нормативные документы
	Экспериментальный	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	СанПин2.2.4.3359-16. С Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах ГОСТ 12.1.019 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты . Федеральный Закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
3. Отсутствие или недостаток естественного света	+	
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	

5.2.1 Отклонение от показателей микроклимата

Во время работы в рабочем кабинете трудящийся находится под влиянием микроклимата внутренней среды помещения в соответствии с основными показателями воздуха:

1. температура (t) – 19-21°C;
2. относительная влажность – 60 – 64%;
3. скорость движения воздуха (v) – 0,2 м/с.

Данные показатели соответствуют оптимальным условиям.

Для поддержания оптимальных параметров микроклимата в рабочем кабинете на постоянной основе устанавливается вентиляционная система, подающая чистый воздух в рабочую зону.

5.2.2 Освещение

Для работы в рабочем кабинете наиболее предпочтителен комбинированный тип освещения. В рабочей зоне должны присутствовать как естественное, так и искусственное виды освещения, чтобы не вызывать перенапряжение глаз трудящихся и увеличить производительность труда. В соответствии с СП 52.13330.2016 для работы в рабочем кабинете рекомендуется значение освещенности в пределах 400 лк на рабочих столах от общего освещения. В производственных помещениях оба вида освещения необходимо контролировать с помощью люксметра каждый год.

5.2.3 Расчёт искусственного освещения

В помещении рабочего кабинета источниками искусственного освещения являются открытые двухламповые (ОД) люминесцентные лампы с мощностью 2×40 Вт, предназначенные для помещений с хорошим отражением потолка и стен; допускаются при умеренной запыленности и влажности.

Для расчета искусственного освещения необходимо знать размеры помещения:

1. H – высота помещения, 4,5 м.;
2. a/A – длина, 22 м.;
3. b/B – ширина, 12 м.
4. $h_{\text{рп}}$ – высота рабочего стола, 0,8 м.

Согласно методическим указаниям (Назаренко О.Б., 2008) значение нормируемой освещенности для средней точности IV разряда составляет 300 лк (E_n). А также в соответствии с вышеозначенными указаниями: коэффициент отражения стен $R_c = 50 \%$, потолка $R_n = 70 \%$, поскольку потолок в помещении рабочего кабинета свежей побелки, стены побелены в

светло-кремовый цвет с окнами без штор. Коэффициент запаса $K_z = 1,5$, коэффициент неравномерности $Z = 1,1$.

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения. Так как светильники в рабочем кабинете относятся к открытым двухламповым, то $\eta = 1,4$.

Приняв h_c (расстояние светильника от перекрытия) равным 0,5 м, получаем, что высота светильника над рабочей поверхностью h равняется

$$h = 4,5 - 0,5 - 0,8 = 3,2 \text{ м} \quad (5.1)$$

Расстояние между соседними светильниками или рядами L равняется

$$L = 1,4 \times 3,2 = 4,5 \text{ м} \quad (5.2)$$

В связи с тем, что светильники расположены в 3 ряда, используем для дальнейших расчётов величину $L/3 = 1,5 \text{ м}$.

В каждом ряду установлено по 10 светильников типа ОД мощностью 40 Вт (с длиной 1,654 м), при этом расстояние между светильниками в ряду равно 50 см. План помещения и размещения в нём светильников изображён на Рисунке 5.1.

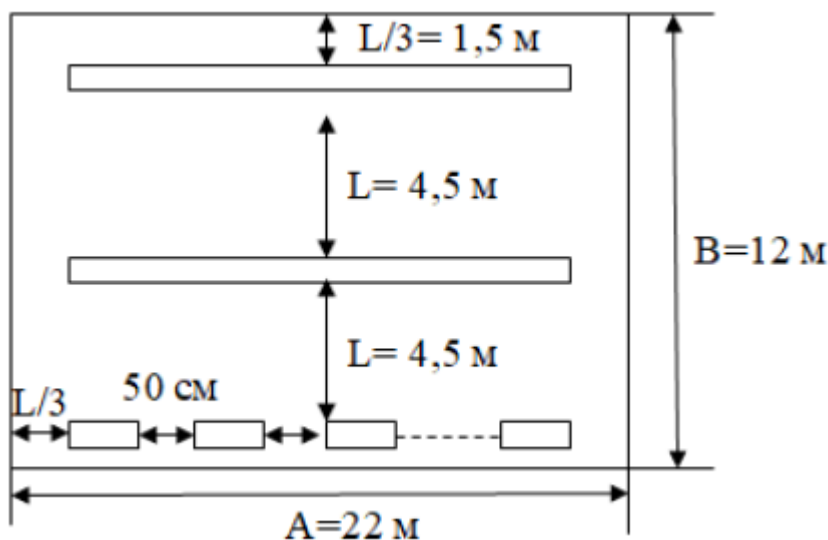


Рисунок 5.1 – План помещения и размещения в нём светильников

Учитывая, что в каждом светильнике установлено 2 лампы, общее число ламп в помещении $N = 60$. Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{S}{H \times (A + B)} = \frac{264}{3.2 \times 34} \quad (5.3)$$

где S – площадь помещения (192 м^2), остальные величины известны и были представлены ранее.

Исходя из результата, по Таблице, приведённой в методических указаниях (Назаренко О.Б., 2008), определяем коэффициент использования светового потока η , который равен 0,64.

Зная все необходимые значения, рассчитываем световой поток лампы по следующей формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \times S \times K_z \times Z}{N \times \eta} = \frac{300 \times 264 \times 1,5 \times 1,1}{60 \times 0,64} = 3403 \text{ лм} \quad (5.4)$$

Определяем удовлетворительный световой поток ламп в каждом из рядов: по Таблице, приведённой в методических указаниях (Назаренко О.Б., 2008) выбираем стандартную лампу – ЛТБ 40 Вт с потоком 2850 лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд.}} - \Phi_{\text{л.расч.}}}{\Phi_{\text{л.станд.}}} \times 100\% \leq +20\% \quad (5.5)$$

$$-10\% \leq \frac{2850 - 3403}{2850} \times 100\% \leq +20\% \quad (5.6)$$

$$-10\% \leq 19,4\% \leq +20\% \quad (5.7)$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 60 \times 40 = 2400 \text{ Вт} \quad (5.8)$$

Зная все значения помещения, типы светильников для нормированного искусственного освещения и коэффициенты отражения стен и потолка, рассчитав световой поток, индекс помещения - приходим к выводу, что освещение данного рабочего помещения соответствует необходимым нормам и пригодно для проведения научно-исследовательских экспериментов без вреда здоровью трудящихся.

5.2.4 Уровень шума

Воздействие шума на человека может иметь различные последствия в зависимости от уровня шума. Слабый шум преимущественно мешает понимать речь или вызывает раздражение. По мере усиления шума этот эффект усиливается, и, в дополнение, могут возникать физиологические последствия влияния шума на слух. Высокий уровень шума может привести к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ. Он замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему, вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ.

Оценку уровня шума в рабочих зонах проводят с целью выявления отклонений от требований, установленных санитарными нормами. Чтобы оценить уровень шума используют частотный спектр измеренного уровня звукового давления, выражающийся в децибелах (дБ) в активных полосах частот, который затем сравнивается с предельным спектром. Согласно ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ, а также ГОСТ 17187-81 уровень шума не должен превышать пределов установленных требований. Согласно Федеральному Закону N 426-ФЗ адекватный уровень шума составляет 80 дБ.

Предельно допустимый уровень (ПДУ) шума – максимальная величина шума, которая не вызывает ухудшение состояния здоровья при ежедневном воздействии на работника не более 40 часов в неделю.

5.2.5 Напряжённость труда

Напряженность труда – характеристика трудового процесса, отражающая нагрузку преимущественно на центральную нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу работника. К факторам, характеризующим напряженность труда, относятся: интеллектуальные,

сенсорные, эмоциональные нагрузки, степень монотонности нагрузок, режим работы. Причинами появления являются следующие процессы:

- длительное пребывание в одном и том же (сидячем) положении и повторение однотипных движений, монотонность труда;
- умственное перенапряжение, обусловленное характером решаемых задач;
- большой объем перерабатываемой информации; - нервно-эмоциональные и нервно-психические перегрузки, в особенности у начинающих пользователей; стресс при потере информации;
- утомление глаз, повышенная нагрузка на зрение;
- повышенная нагрузка на опорно-двигательный аппарат, в особенности на позвоночник и суставы верхних конечностей.

Режим труда и отдыха предусматривает соблюдение определенной длительности непрерывной работы на ЭВМ и перерывов, регламентированных с учетом продолжительности рабочей смены, видов и категории трудовой деятельности.

Виды трудовой деятельности с ЭВМ разделяются на 3 группы: группа А – работа по считыванию информации с экрана с предварительным запросом; группа Б – работа по вводу информации; группа В – творческая работа в режиме диалога с ЭВМ.

Категории тяжести и напряженности работы на ЭВМ определяются уровнем нагрузки за рабочую смену: для группы А – по суммарному числу считываемых знаков; для группы Б – по суммарному числу считываемых или вводимых знаков; для группы В – по суммарному времени непосредственной работы на ЭВМ.

В таблице 5.2 приведены категории тяжести и напряженности работ в зависимости от уровня нагрузки за рабочую смену.

Таблица 5.2 Виды категорий трудовой деятельности с ЭВМ

Категория работы по тяжести и напряжённости	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работы на ЭВМ		
	Группа А Количество знаков	Группа Б Количество знаков	Группа С Время работы, ч
I	До 20 000	До 15 000	До 2,0
II	До 40 000	До 30 000	До 4,0
III	До 60 000	До 40 000	До 6,0

5.2.6 Электробезопасность

Основным источником проблем, связанных с охраной здоровья людей, использующих в своей работе автоматизированные информационные системы на основе персональных компьютеров, являются дисплеи (мониторы), они представляют собой источники наиболее вредных излучений, неблагоприятно влияющих на здоровье работника.

Предельно допустимые значения излучений от ЭВМ в соответствии с СП 2.2.3670-20 приведены в Таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряжённость электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	2 кГц – 40 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал видеомонитора		500 В

Электрооборудование должно быть устойчивым к условиям окружающей среды либо должно быть защищено от воздействий. Поскольку, например, сырость, жидкости, высокая температура окружающего воздуха увеличивают риск поражения током человека. Вдобавок, факторами

возможного поражения током могут быть близлежащие к электроприборам металлические заземлённые предметы, поскольку одновременное прикосновение человека к этим предметам и оборудованию под напряжением может вызвать протекание электрического тока через тело человека.

Чтобы предотвратить жизненно опасные ситуации из-за воздействия электрического тока, необходимо соблюдать правила защиты от поражения током согласно ГОСТ ИЕС 61140-2012. Также в связи с данной угрозой, электрооборудование в рабочем кабинете должно иметь защитное заземление ГОСТ Р 12.1.019-2017.

Напряжения прикосновения и токи, воздействующие на человека при нормальных условиях не должны превышать: при переменном токе (50 гЦ) < 2 Ом и 0,3 Ам; при переменном (400 гЦ) < 3 Ом и 0,4 Ам; при постоянном < 8 Ом и 1 Ам согласно ГОСТ 12.1.038-82.

5.2.7 Пожарная безопасность

Степень огнестойкости зданий принимается в зависимости от их назначения, категории по взрывопожарной и пожарной опасности, этажности, площади этажа в пределах пожарного отсека. Для устранения причин возникновения пожара в рабочем кабинете проводится комплекс профилактических противопожарных мероприятий:

- использование только исправного оборудования;
- проведение периодических инструктажей по пожарной безопасности;
- назначение ответственного за пожарную безопасность помещений;
- издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности
- содержание путей и проходов для эвакуации людей в свободном состоянии.

Возможные причины пожара: перегрузка в электросети, короткое замыкание, разрушение изоляции проводников.

Помещения рабочей зоны должны соответствовать требованиям пожарной безопасности и быть оснащенными средствами пожаротушения ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ, а также ГОСТ 12.4.009-83 ССБТ.

Основным фактором возникновения пожара в рабочем кабинете является неисправность электроприборов или электропроводки. Для предотвращения пожара, связанного с электроприборами, на рабочем месте рекомендуется использовать:

1. ручной воздушно-пенный огнетушитель ОВП-10 (используется для тушения многих материалов, в том числе подключённых к сети электроприборов);
2. асбестовое одеяло (используется для тушения обесточенных электропроводов, горячей одежды);
3. песок (для тушения обесточенных горящих проводов на горизонтальной поверхности).

Алгоритм использования огнетушителей: поднести огнетушитель к источнику пожара на дистанции не менее 1 метра, при помощи иглы/гвоздя прочистить спрыск, рычаг повернуть до отказа до 180°, перевернуть огнетушитель вверх дном и направить струю на огонь.

С целью обеспечения безопасного выхода из рабочего помещения в случае возникновения пожара следует исключить загромождение проходов помещения. Все сотрудники должны быть ознакомлены с инструкцией и планом эвакуации.

Здание должно соответствовать требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в

коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

5.3 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды сводится к устранению отходов бытового мусора и отходам жизнедеятельности человека. В случае выхода из строя ПК, они списываются и отправляются на специальный склад, который при необходимости принимает меры по утилизации списанной техники и комплектующих (ГОСТ 17.4.3.04-85).

Одним из самых распространенных источников ртутного загрязнения являются вышедшие из эксплуатации люминесцентные лампы. Каждая такая лампа, кроме стекла и алюминия, содержит около 60 мг ртути. Поэтому отслужившие свой срок люминесцентные лампы, а также другие приборы, содержащие ртуть, являют собой особо опасный источник токсичного материала.

Утилизация ламп предполагает передачу использованных ламп предприятиям – переработчикам, которые с помощью специального оборудования перерабатывают вредные лампы в безвредное сырье – сорбент, которое в последующем используют в качестве материала для производства, например, тротуарной плитки.

Под хранением отходов понимается временное размещение их в специально отведённых для этого местах или объектах до их утилизации. Отработанные люминесцентные лампы, согласно Классификатору отходов ДК 005-96, утвержденному приказом Госстандарта № 89 от 29.02.96 г., относятся к отходам, которые сортируются и собираются отдельно, поэтому утилизация люминесцентных ламп и их хранение должны отвечать определенным требованиям.

5.4 Безопасность жизнедеятельности

5.4.1 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – ситуация, при котором возникает угроза жизни, и наносится ущерб имуществу населения в результате появления очага ЧС (В соответствии с ГОСТ Р22.0.02-2016).

ЧС по причинам возникновения классифицируют следующим образом:

1. Стихийные бедствия. При возникновении стихийных бедствий (наводнения, бури, ураганы) сотрудники должны перекрыть подачу воды, обесточить помещения и эвакуируются.

2. Техногенные аварии. В результате производственной аварии в рабочем помещении может возникнуть возгорание, прорыв отопительной системы и т.д. В этом случае необходимо эвакуировать персонал из рабочего помещения, локализовать распространение пламени, вызвать спецслужбы, пострадавшим оказать первую помощь. При возгорании необходимо принять следующие меры:

а. затушить огонь водой, если огню подвержена мебель, одежда и т.д.;

б. затушить огонь порошковым огнетушителем, если огню подвержены электроприборы.

3. Социально-политические. В случае возникновения военных (социальных) конфликтов и нападения противника рабочее помещение выполняются следующие мероприятия: а. обесточивание помещений; б. отключением подачи воды.

В случае возникновения возгорания в рабочем помещении, необходимо эвакуировать сотрудников. Необходимо вызвать специальные службы и оказать первую помощь нуждающимся. После ликвидации чрезвычайной ситуации помещение должно быть проветрено для выведения загрязненного воздуха (Мастрюков Б.С., 2011)

5.4.2 Правила работы с персональной электронно-вычислительной машиной

При работе с компьютером необходимо придерживаться следующих правил, описанных в СП 2.2.3670-20.

Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов.

Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики.

Поверхность рабочего стола должна иметь коэффициент отражения 0,5-0,7. Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего стула (кресла) следует выбирать с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПЭВМ.

Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию.

Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула (кресла) должна быть полумягкой, с нескользящим, слабо электризующимся и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений.

Рабочее помещение должно соответствовать всем требованиям техники безопасности, приемлемым условиям охраны труда. При нарушении данных

требований могут возникнуть такие неблагоприятные и опасные ситуации, как: взаимодействие с электрооборудованием, шумоизоляцией. Освещение в лаборатории комбинированного типа, то есть присутствует как естественное, так и искусственное освещения. Расчет искусственного освещения показал, какими параметрами (примерно) должно обладать рабочее помещение для соответствия нормам и проведения научных исследований, исключая неблагоприятные последствия для здоровья сотрудников (перенапряжение глаз).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Крапивинское нефтяное месторождение характеризуется значительной степенью неоднородности фильтрационно-емкостных свойств и сложностью геологического строения. Рассматриваемый метод выделения гидравлических единиц потока, позволяющий более точно по сравнению со стандартными приёмами анализа петрофизических свойств описывать породы-коллекторы нефтяных и газовых месторождений, был выбран как инструмент анализа в данной работе. Стратиграфические графики Лоренца использованы в качестве инструмента выделения гидравлических единиц потока, ввиду их доступности и удобства применения.

В результате проведённых исследований были решены следующие задачи:

- 1) произведена увязка по глубине данных геофизических исследований скважин с керновыми данными;
- 2) вычислены значения индикатора гидравлической единицы потока (FZI) по керновым данным;
- 3) произведён выбор опорной скважины по критериям наилучшего выноса керна, наилучшей сходимости методов ГИС и FZI (ранговая корреляция), наибольшего количества выделившихся гидравлических единиц потока по результатам построения графиков Лоренца;
- 4) произведена увязка нейтронного каротажа с керном в опорной скважине и произведена нормализация каротажа пористости в скважине без керна на опорную скважину;
- 5) получено уравнение множественной регрессии (зависимость индикатора гидравлической единицы потока от каротажей ГИС) в программном обеспечении «Статистика», вычислена кривая FZI в скважине 187 по уравнению множественной регрессии;

- б) произведена интерпретация нейтронного каротажа и получена кривую нейтронной пористости в скважине 187, и далее произведён расчёт проницаемости в скважине 187 по формуле Кармена-Козени.

При классификации пород-коллекторов по методике гидравлических единиц потока с помощью стратиграфических графиков Лоренца необходимо соблюдать условия, изложенные ниже.

Для корректных расчетов необходимо, чтобы изучаемые скважины вскрывали пласт в пределах одной фациальной обстановки, то есть расчёту гидравлических единиц потока должен предшествовать детальный седиментологический анализ керна и выделение фациальных зон.

Для каждого продуктивного пласта расчёт гидравлических единиц потока должен быть индивидуальным. Если ни одна скважина в пределах фациальной обстановки не удовлетворяет критериям опорной, то следует работать со всей выборкой целиком и обратиться к другому способу выделения гидравлических единиц потока.

В данной работе выделение гидравлических единиц производилось для одного пласта – Ю₁³, для одной фациальной обстановки – центральной части приберегового бара. Одновременно критериям наилучшего выноса керна в коллекторе, а также сходимости кривых методов ГИС и точек по керну индикатора гидравлической единицы удовлетворяла только скважина 314. В ней был построен стратиграфический график Лоренца, по результатам анализа которого было выделено и охарактеризовано четыре гидравлические единицы потока.

Кривая проницаемости была рассчитана по уравнению Кармена-Козени и при проверке оказалось, что её значения достаточно близки к керновым.

Таким образом, рассмотренная в настоящей работе методика выделения гидравлических единиц потока может быть использована для классификации неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам пород-коллекторов.

Список использованной литературы:

- 1) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021)
- 2) Федеральный Закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
- 3) Федеральный закон РФ от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».
- 4) ГОСТ Р 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 5) ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 6) ГОСТ 17187-81. Шумомеры. Общие технические требования и методы.
- 7) ГОСТ ИЕС 61140-2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования (с Поправкой).
- 8) ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1)
- 9) ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением №1).
- 10) ГОСТ 12.4.009-83 ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание (с Изменением №1).
- 11) ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях
- 12) ГОСТ 17.4.3.04-85. «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».
- 13) СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
- 14) СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда

15) СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

16) Кравченко Г.Г. Модель формирования продуктивных пластов горизонта Ю₁ Крапивинского месторождения нефти (юго-восток Западной Сибири): диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук 25.00.12. – Томск, 2010. – 157 с.

17) Криницына, З.В., Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие /Криницына З. В., Видяев И.Г.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

18) Мастрюков Б.С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.

19) Меркулов В.П., Посысоев А.А., Оценка пластовых свойств и оперативный анализ каротажных диаграмм, Томск: СТТ, 2004. – 160 с.

20) Назаренко О.Б. Безопасность жизнедеятельности. Расчет искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех направлений и специальностей ТПУ. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 20 с.

21) Панков В.Н., Суханова О.Н., Параева С.А. Особенности геологии и разработки Крапивинского месторождения. // Нефтяное хозяйство. 2006. - №8 – С.68-73

22) Решения 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточнённых стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири: Новосибирск, 2003 г. - Новосибирск: СНИШТиМС, 2004. - 114 с, прил.

23) Чернова, О.С. Научные основы построения геостатических моделей и геометризации юрско-меловых природных резервуаров Западной Сибири на базе петрофизических и седиментологических исследований керна:

диссертация ... доктора геолого-минералогических наук: 25.00.16. – Томск, 2018. – 522 с.

24) Чернова О.С., Чухланцева Е.Р. Гидравлические единицы потока при моделировании залежей углеводородов: подходы к выделению, методика, неопределенности // Недропользование – XXI век. – 2015., Вып.№5 (55) - С.44-53.

25) Abbaszadeh M., Fujii H., Fujimoto F., Permeability Prediction by Hydraulic Flow Units Theory and Applications, paper SPE 30158 prepared for presentation at the SPE Petrovietnam Conference held in Hochimi

26) Abbas, M.A., Lawe, E.M. Clustering Analysis and Flow Zone Indicator for Electrofacies Characterization in the Upper Shale Member in Luhais Oil Field, Southern Iraq, SPE-197906-MS, 2019.

27) Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab D, Kersey D.G., and Keelan D.K, Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit., Houston, Tx., 1993.

28) Aguilar, C., Govea, H. Hydraulic Unit Determination and Permeability Prediction Based On Flow Zone Indicator Using Cluster Analysis, SPE-169307-MS, May 2014.

29) Aguilera R., Aguilera M.S. The Integration of Capillary Pressures and Pickett Plots for Determination of Flow Units and Reservoir Containers, paper SPE 71725 prepared for presentation at the 2001 SPE Annual and Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September - 3 October, 2001.

30) Akatsuka, K. 3D Geological Modeling of a Carbonate Reservoir, Utilizing Open-Hole Log Response-Porosity & Permeability-Lithofacies Relationship, paper SPE 87239 prepared for presentation at the 9th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference held in Abu Dhabi, U.A.E., 15-18 October, 2000.

31) Al-Ajmi, F., Holditch, S.A. Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in a Central Arabia Reservoir, paper SPE 63254 prepared for

presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1-4 October, 2000.

32) Archie, G.E., The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Trans., AIME 146, 54, 1942.

33) Barman, I., Sharma, A.K., Walker, R.F., Datta-Gupta, A., Permeability Predictions in Carbonate Reservoirs Using Optimal Non-Parametric Transformations: An Application at the Salt Creek Field Unit, Kent Country, TX, paper SPE 39667 prepared for presentation at the 1998 SPE/DOE Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, April, 1998. P. 19-22.

34) Bhatti A. A., Ismail, A., Raza, A., Gholami, R., Rezaee, R., Nagarajan, R., Saffou, E. Permeability prediction using hydraulic flow units and electrofacies analysis, Energy Geoscience Journal 1 (2020) 81-91, 2020 Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute. Publishing services by Elsevier B.V. on behalf of KeAi Communications Co. Ltd.

35) Carmen, P.C.: «Fluid Flow through Granular Beds.» Trans. V. 15, 150-166, 1937.

36) Danielli, H.M.C., Flow Units vs Depositional Cycles In Field Development, SPE-35185, Texas 27-29, March 1996.

37) Dake, L.P., The practice of Reservoir Engineering (Revised Edition), Elsevier Science, Oxford, United Kingdom, 2001.

38) Davies, D.K., Vessell, R.K. Flow Unit Characterization of a Shallow Shelf Carbonate Reservoir: North Robinson Unit, West Texas, paper SPE/DOE 35433 prepared for presentation at the SPE/DOE 10th Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa OK, 21-24 April, 1996.

39) D'Windt, A., Quint, E., Al-Saleh, A., Dashti, Q Bayesian-Based Approach for Hydraulic Flow Unit Identification and Permeability Prediction: A Field Case Application in a Tight Carbonate Reservoir, SPE 193752, 2020.

40) Ebanks W.J. Jr.: Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects (abstract only), AAPG Abstract Flow Unit Concept, 1987.

41) Forest, N.B., Abbots, F., Baines, V., Boyd, A. Identifying Reservoir Rock Types Using a Modified FZI Technique in the Brazilian Pre- Salt, OTC-29694-MS, presented at Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro, October 2019.

42) Gunter, G.W., Finneran, J.M., Hartmann, D.J., Miller, J.D., Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method. - paper SPE 38679 pre-pared for presentation at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 5-8 October, 1997.

43) Hashim, N.S., Zakaria, A.F., Ishak, N.A., An Innovative Approach towards Improving the Relationship Between Flow Zone Indicators with Lithofacies: A Case Study in Carbonate Oil Field, Middle East, SPE-186005-MS, 2017.

44) Jennings, J.W., Lucia F.J. Predicting Permeability from Well Logs in Carbonates with a Link to Ge- ology for Interwell Permeability Mapping. - paper SPE 71336 prepared for presentation at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

45) Johnson, W.W. Permeability Determination from Well Logs and Core Data, paper SPE 27647 pre- pared for presentation at the 1994 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, 16-18 March, 1994.

46) Kassenov, A., Uzykanov Z., Application of Hydraulic Flow Units for History Matching of the Hydrodynamic Model of Tengiz Field, SPE-182584-MS, November 2016.

47) Kononov, V.S. Practical Application of Hydraulic Flow Units in Petroleum Engineering, The National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, 2021.

48) Kozeny, J., Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Stizurgsberichte, Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class 1 V. 136, 271-306, 1927.

49) Nooruddin, H., Hossain, M.E., Fahd, K., Sudirman, S. B., Sulaimani, T., Field Application of a Modified Kozeny-Carmen Correlation to Characterize Hydraulic Flow Units, SPE 149047, 2011.

50) Nooruddin, H. A., Hossain, M.E. Modified Kozeny–Carmen correlation for enhanced hydraulic flow unit characterization, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 80, Issue 1, Pages 107-115, December 2011.

51) Porras, J.C., Barbato, R., Khazen, L., Reservoir Flow Units: A Comparison Between Three Models in the Santa Barbara and Pirital Fileds, North Monagas Area, Eastern Venezuela Basin. - paper SPE 53671 prepared for presentation at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela, 21-23 April, 1999.

52) Rincones, J.G., Delgado, R., Ohen, H., Enwere, P., Guerini, A., Marquez, P., Effective Petrophysical Fracture Characterization Using the Flow Unit Concept-San Juan Reservoir, Orocual Field Venezuela. - Paper SPE prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1-4 October, 2000.

53) Saner, S., Kissami, M., Al Nufaili, S., Estimation of Permeability From Well Logs Using Resistivity and Saturation Data, SPE Formation Evaluation, March, 1997. P. 27-31.

54) Sengel A., Turkarslan, G., Assisted History Matching of a Highly Heterogeneous Carbonate Reservoir Using Hydraulic Flow Units and Artificial Neural Networks, SPE-200541-MS, 2020.

55) Sokhal, A., Bouguandoura, A., Ouadfeul, S. A., Benmalek, S., Fluid flow paths discrimination in tight sand reservoir using the hydraulic flow unit approach with an example from the Algerian Sahara, SEG-2016-13955506, Paper presented at the 2016 SEG International Exposition and Annual Meeting, Dallas, Texas, October 2016.

56) Soto, R.B., Garcia, J.C., Torres, F., Perez, G. S., Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing systems, SPE 71455, presented at Ann. Tech. Conf., New Orleans, Louisiana, 2001.

57) Svirsky, D.S., Ryazanov, A.V. Pankov, M., Corbett, P., Posysoev A. A., Hydraulic Flow Units Resolve Reservoir Description Challenges in a Siberian Oil Field, SPE 87056, 2004.

58) Wyllie, M.R.J., Rose, W.D., Some theoretical considerations related to the quantitative evaluation of the physical characteristics of reservoir rock from electrical log data. J. Pet. Technol. 189, 1950.

59) Xiao, L., Zou, C., Mao, Z., Liu, X., Hu, X., Jin, Y., Tight-Gas-Sand Permeability Estimation From Nuclear-Magnetic-Resonance (NMR) Logs Based on the Hydraulic-Flow-Unit (HFU) Approach, SPE 167255, 2013.

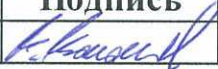
60) Yao, C.Y., Holditch, S.A. Reservoir Permeability Estimation from Time-Lapse Log Data, paper SPE 25513 prepared for presentation at the Production Operations Symposium held in Oklahoma City, OK, U.S.A., 21-23 March, 1993.

61) [Электронный ресурс] дата обращения 25.04.2021
http://mklogistic.ru/krapivinskoe_mestorojdenie

Приложение А
(справочное)

Hydraulic Flow Units Concept Literature Review

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Кононов Владимир Сергеевич		11.05.21

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ТПУ	Чернова О. С.	д. г. - м. н.		11.05.21

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина А. Н.	к. филос. н.		11.05.21

1.1 Hydraulic Flow Units Identification Method

Nowadays oil and gas reservoir description is based on geological definition of reservoir rocks from one side and on petrophysical characterization of those reservoir rocks from the other side.

The main petrophysical parameters which define reservoir properties are permeability and porosity. The connection between these parameters was established by Josef Kozeny (Kozeny, J., 1927) and Philip Carmen (Carmen, P.C., 1937). In nineteen seventies after oil prices raising secondary recovery methods received a new round of development, (Dake, L.P., 2001) at the same time geological modelling was developing too. Consequently, for successful constructing of geological model a deeper understanding of reservoir architecture was required. In 1987 William J. Ebanks Jr. defined Hydraulic Flow Unit as: "...a volume of the total reservoir rock within which geological and petrophysical properties that affect fluid flow are internally consistent and predictably different from properties of other rock volumes (i.e., flow units)". This definition incorporated geological properties, for instance sedimentary structure, texture, mineralogy, and petrophysical properties, such as permeability, porosity, capillarity, etc (Ebanks W.J. Jr., 1987).

In 1993 J. O. Amaefule with colleagues (Amaefule, J.O. et al, 1993) suggested practical method of calculating Hydraulic Flow Units. Kozeny-Carmen equation was written as following:

$$k = \frac{\varphi_e^3}{(1 - \varphi_e)^2} \quad (1.1)$$

where k — permeability, mD; φ_e — effective porosity, fracture; F_s — shape factor, τ — tortuosity; S_{gv} — surface area per unit grain volume, μm^2 .

After that both sides of the equation were divided by effective porosity φ_e and square root was taken:

$$\sqrt{\frac{k}{\varphi_e}} = \left(\frac{\varphi_e}{1 - \varphi_e} \right) \left(\frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gv}} \right) \quad (1.2)$$

Left-hand side of the equation was denoted as Reservoir Quality Index:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\varphi_e}} \quad (1.3)$$

where 0.0314 is coefficient for System International calculations. In the right-hand side of the equation effective porosity to grain volume relationship was denoted as φ_z :

$$\varphi_z = \frac{\varphi_e}{1 - \varphi_e} \quad (1.4)$$

Lastly, the remaining part of the equation (2) was denoted as Flow Zone Indicator:

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gv}} \quad (1.5)$$

Finally, the following equation is reasonable:

$$RQI = \varphi_z FZI \quad (1.6)$$

Thereby the equation (6) incorporates geological and petrophysical parameters and relates to equations (1) and (2).

1.2 Practical Application of Hydraulic Flow Unit Method Review

The number of Hydraulic Flow Units can be estimated with the help of graphical method (including the calculation of cumulative probability function) or with the help of cluster analysis methods. Examples of Graphical methods are on figures 1 and 2.

J. O. Amaefule also suggested to use the new concept to predict permeability values at uncored intervals in oil and gas wells, to predict those values in neighbor wells, and to predict permeability values in interwell space. The applicability of the concept was demonstrated on different reservoirs (clastic and carbonate) from various geographical point of the planet: East Texas, South America, West Africa, Canada, West Texas and South East Asia. On the example of the last reservoir with the help of Spearman's Rho Statistical Technique wireline tool log responses (resistivity tools, gamma-ray) were rank-correlated to FZI. Then with

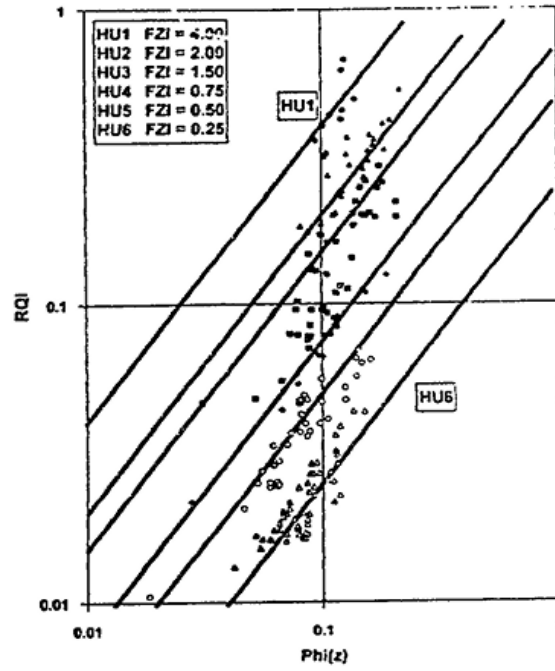


Figure 1 – Plot of RQI vs $\log \phi_z$ for East Texas (Amaefule, J.O. et al, 1993).

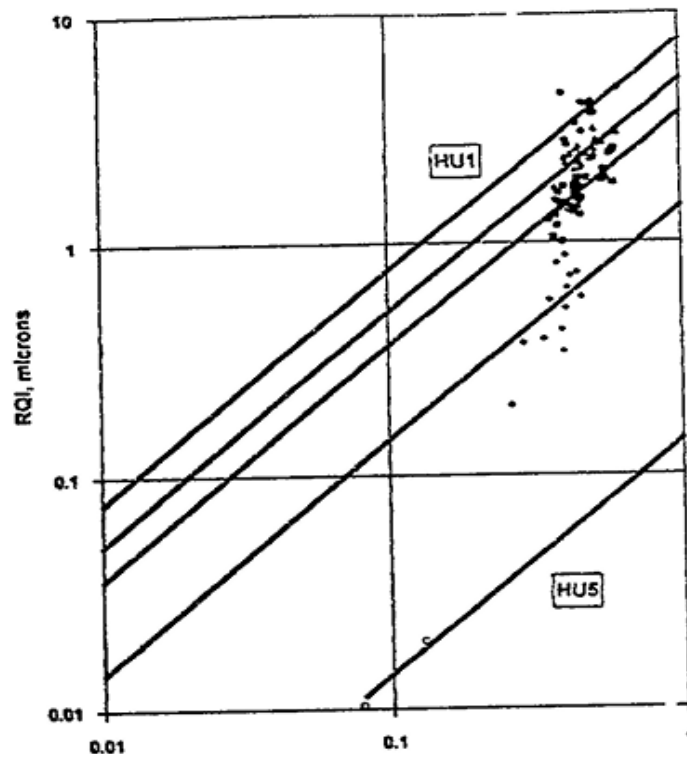


Figure 2 – Plot of RQI vs $\log \phi_z$ for South American example (Amaefule, J.O. et al, 1993).

Bayes Theorem application the presence of specific Hydraulic Flow Units was predicted. According to the results of core drilling HFU permeability values were more precise than well logs estimated ones. Comparison of the predicted values and wireline data are on the figure 3.

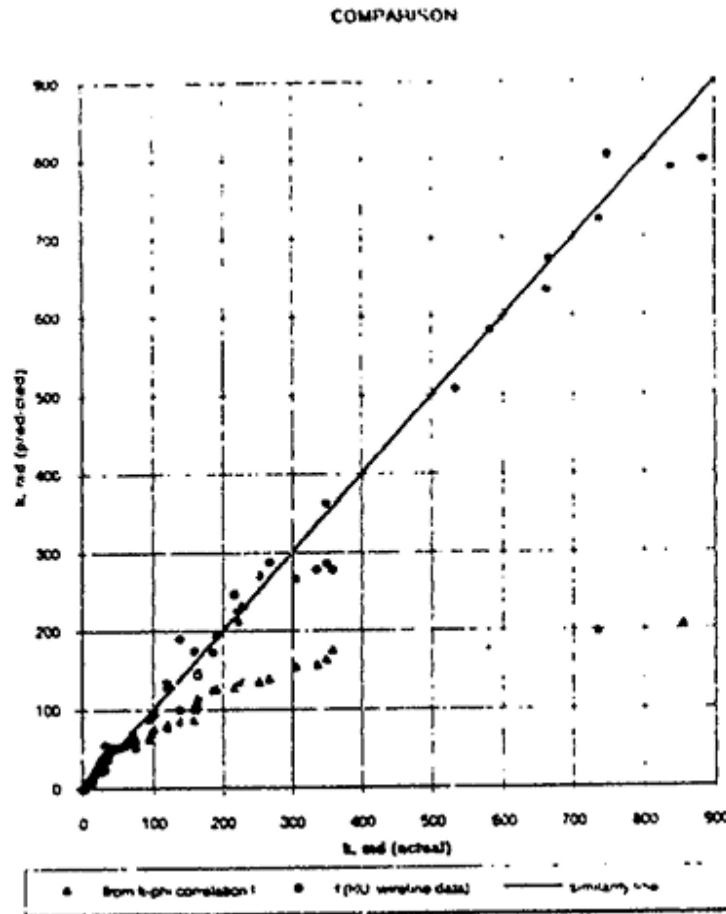


Figure 3 – Comparison of predicted versus actual permeability from k - ϕ correlation and from hydraulic wireline data (Far Eastern example) (Amaefule, J.O. et al, 1993).

Hydraulic Flow Units concept is common abroad, but rarely used in Russia for reservoir description.

Dmitry Svirsky with colleagues (Svirsky, D.S. et al, 2004) in their work highlight the aspects of Hydraulic Flow Units concept application to clastic reservoir of K. oil field in Western Siberia. For defining of optimal number of Hydraulic Flow Units the authors used Amaefule graph method ($(RQI(\phi_z))$), cumulative probability graph and Ward method (one of numerous cluster analysis methods) with the application of core data. The first two are on the figures 4 and 5. The obtained HFU characteristics are in the table 1.

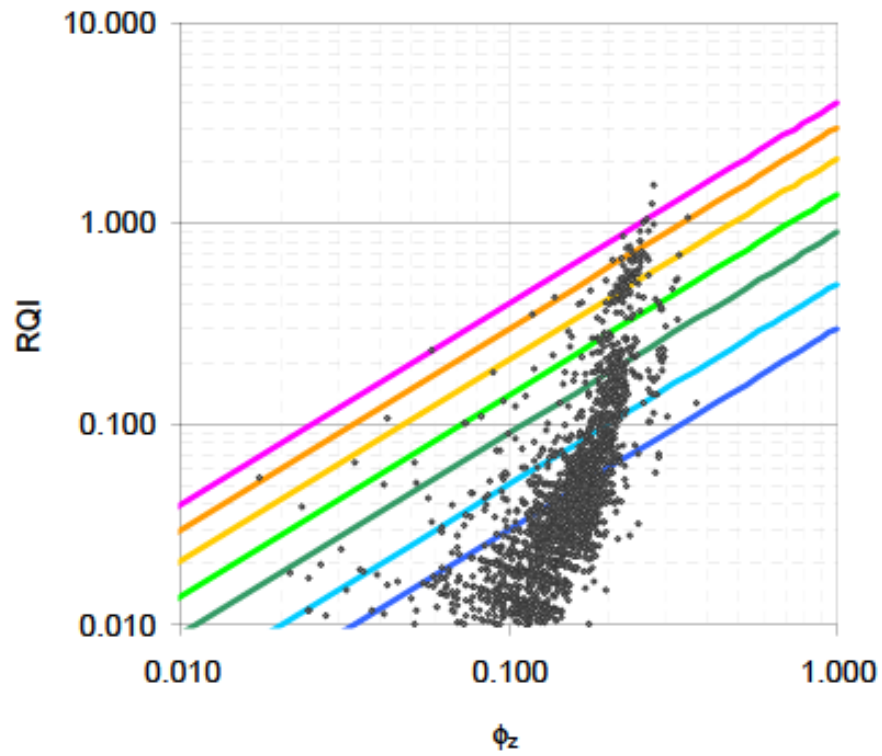


Figure 4 – RQI vs $\log \phi_z$ plot (Svirsky, D.S. et al, 2004)

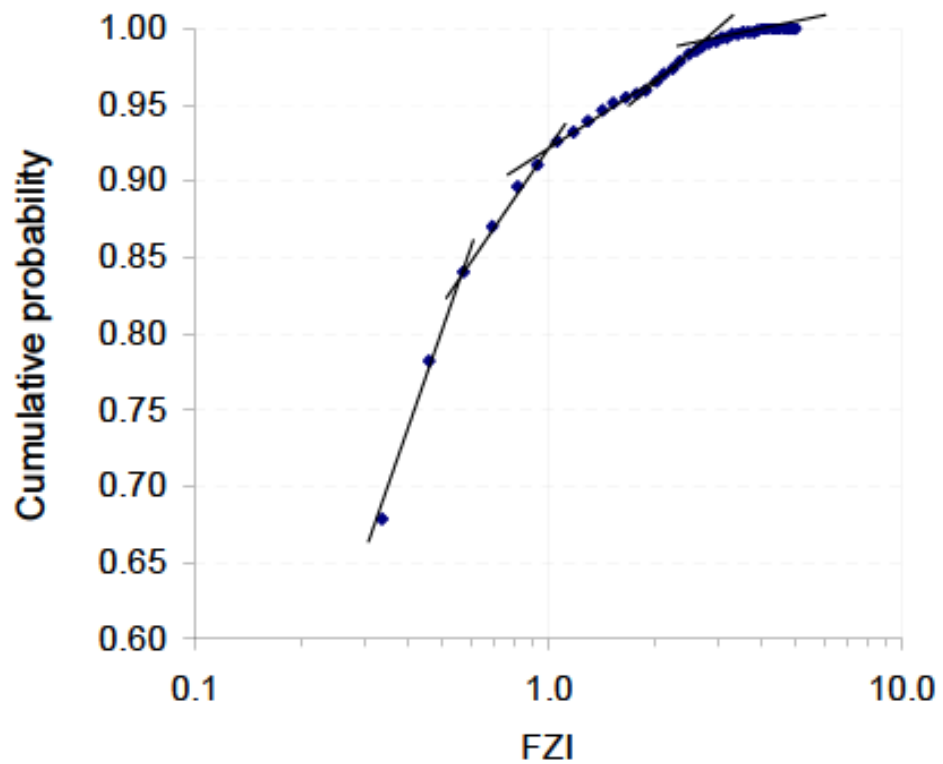


Figure 5 – Probability plot (Svirsky, D.S. et al, 2004)

Table 1 – average properties for each HFU (Svirsky, D.S. et al. 2004)

HFU	ϕ	K abs. water, md	FZI mean, md ^{1/2}
1	0.207	300	4.00
2	0.191	100	3.00
3	0.182	40	2.10
4	0.172	17	1.40
5	0.167	6	0.90
6	0.142	1.3	0.50
7	0.129	0.3	0.30
8	0.113	0.05	0.18

Permeability values prediction in uncored wells included regression analysis, neural network and Bayes Theorem employment. Regression analysis was accepted as applicable because it resulted in permeability values which were comparable with the other two methods and the method itself is the less labor-consuming out of the three mentioned above. Also, Hydraulic Flow Units distribution analysis in combination with capillary pressure analysis gave the estimation of Free Water Level values. The application of all mentioned techniques resulted in reservoir model enhancement, defining new potentially productive zones and STOIIP increase of 70%. Predicted and core obtained values of FZI are available on the figures 6, 7 and 8.

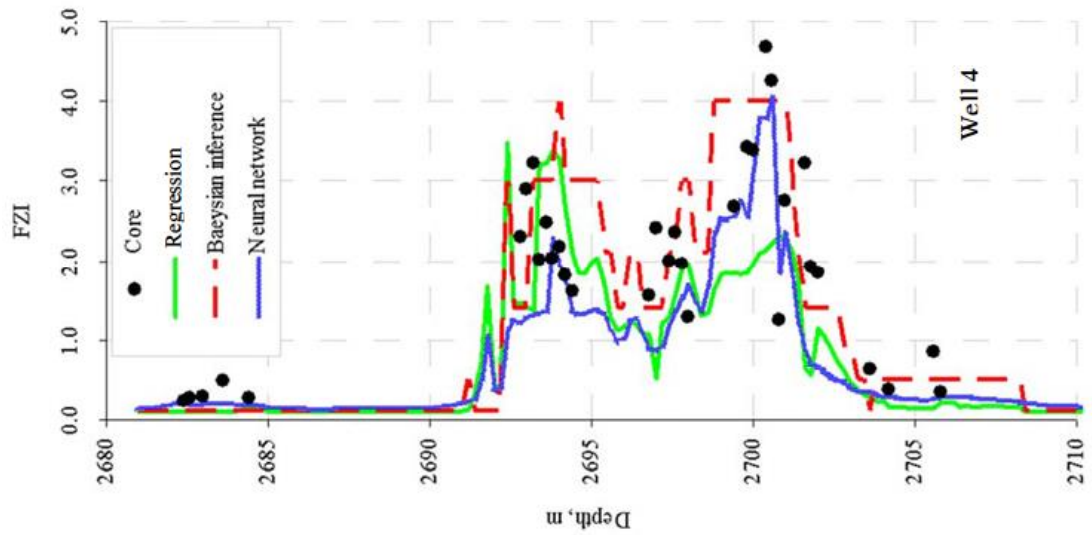


Figure 6 – Comparison of core FZI and predicted ones from different methods (D'Windt, A. et al, 2020)

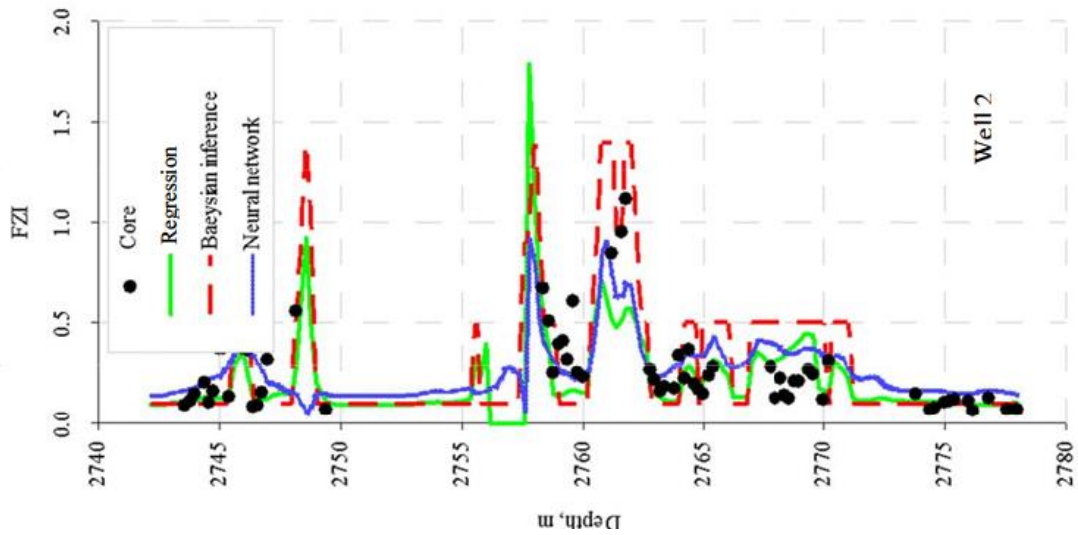


Figure 7 – Comparison of core FZI and predicted ones from different methods (D'Windt, A. et al, 2020)

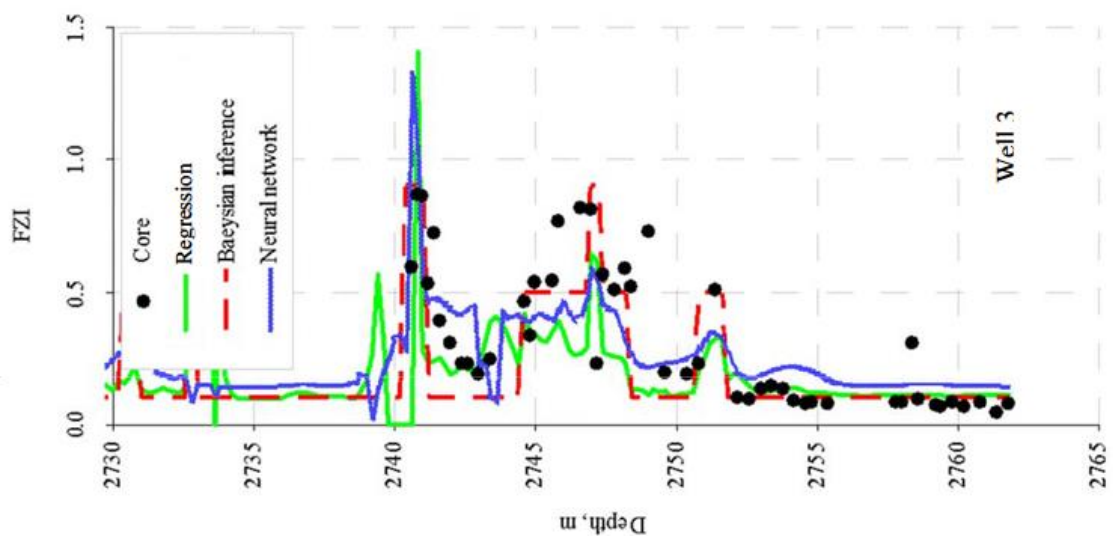


Figure 8 – Comparison of core FZI and predicted ones from different methods (D'Windt, A. et al, 2020)

Adolfo D'Windt with colleagues (D'Windt, A. et al, 2020) in their work defined Hydraulic Flow Units with the help of Bayes Theorem for clustering. The work is based on the data of 2340 core samples of carbonate, dolomitized reservoir. For permeability prediction was used special “inversion algorithm on the basis of Bayesian inference” which uses wireline logging tool data as an input. The resulting values were confirmed by core data and well tests.

Aside from the Bayes Theorem, as it was mentioned above, the applying of neural network systems is possible. This way was presented by R. Soto with colleagues (Soto, R.B. et al, 2001). For the estimation of Flow Zone Indicator with the help of statistic analysis the selection of well log data was performed. After that with the help of Adaptive-network Fuzzy Inference Systems (ANFIS) the model of permeability distribution was constructed.

The more recent example contains the work of Nadege Bize Forest with colleagues (Forest, N.B. et al 2019). As initial data was used core analysis of the samples of carbonate Barra Velha Formation which is situated in Brazil. Regression analysis did not give acceptable results because of high heterogeneity of petrophysical properties of the Formation (RQI versus ϕ_z plot is available on the figure 9). For defining an optimal number of Hydraulic Flow Units the authors used an unsupervised neural network self-Organized map with effective porosity, water saturation, permeability, capillary pressure and hyperbole tangent coefficients as inputs. Five HFU were defined with appropriate petrophysical properties and carbonate facies. Obtained characteristics of Reservoir rock types are in the table 2. Received results are applicable for 3D geological modelling.

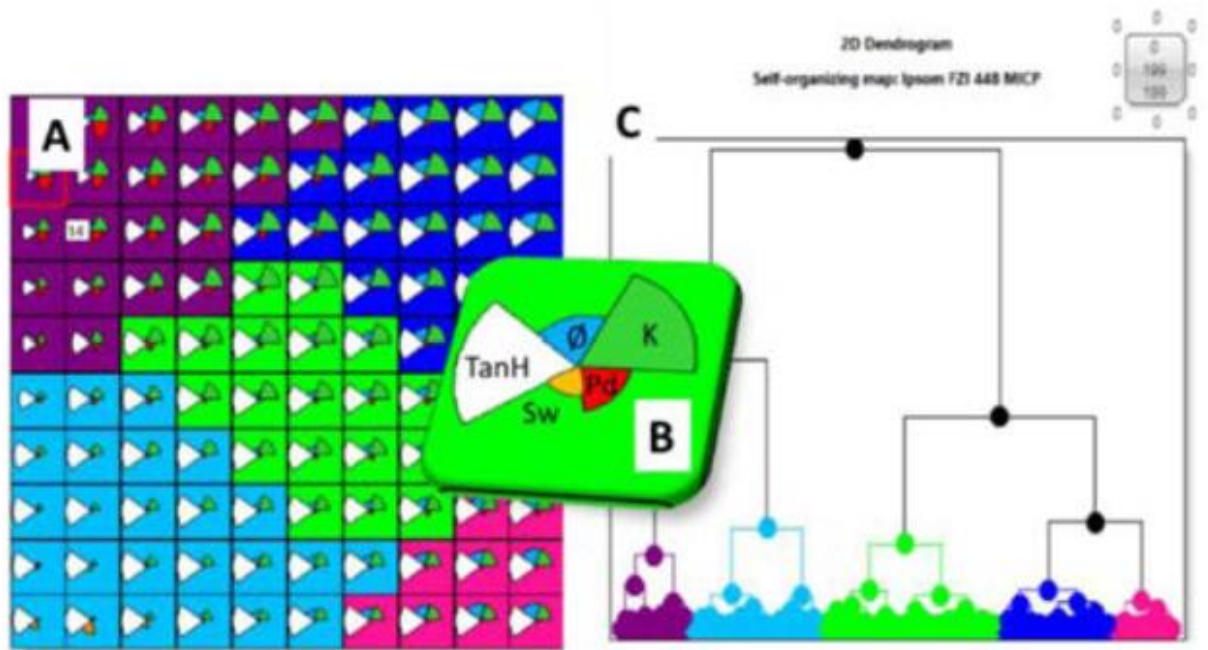


Figure 9 – Unsupervised neural network Self-Organized Map with 100 nodes clustered in 5 groups (Forest, N.B. et al 2019)

Table 2 – From 448 SCAL dataset, five Reservoir Rock Types (RRT) are characterized (Forest, N.B. et al 2019)

$\emptyset$ %	K mD		RQI μm	FZI μm	FZI ranges	RRT
10	10-50	Acidizing preferred	0.70	6.32	>3	4
10	1-10	Acid fracturing preferred	0.31	2.82	0.9-3	3
10	0.1-1	Prop fracturing preferred	0.10	0.89	0.3-0.9	2
10	<0.1	Traditional low-end cut-off for reliable permeability measurements	0.03	0.28	<0.3	1
<5	-	$K = 0.1 * \left(\frac{0.1}{\emptyset}\right)^4$	-	-	-	0

Ayhan Sengel and Gulcan Turkarslan in their work (Sengel A., Turkarslan, G., 2020) used HFU concept on carbonate reservoir of Germik oil field in Turkey. Firstly, they defined Hydraulic Flow Units within core samples available, then they created neural network for permeability values prediction. Wireline logging tool data were used as inputs to “teach” the network, core samples permeability data were used to supervise the desired output of the network. After that neural network was used to estimate permeability in uncored wells. The results were used to define Hydraulic Flow Units in the uncored wells and further in the reservoir model with history matching of simulation model.

Cesar Aguilar and Hugo Govea (Aguilar, C., Govea, H., 2014) used Hydraulic Flow Unit concept on clastic reservoir of Eocene age in Venezuela. The aim of the work was to identify appropriate zones for infill drilling. To identify the optimal number of hydraulic Flow Units was used Multi-Resolution-Graph-Based Clustering (or MRGC) algorithm. Algorithm is based on probabilistic density function which behavior allows the algorithm identify modes (important regularities) and suggest different classes for various types of data. For algorithm execution two steps are required. The first is the processing of the input data by the algorithm, recognizing the modes, which are suggested to be united in one class. In the second step the user can unite various clusters, using all the data available, such as wireline tool logs, core description, image logs, lithofacies, etc. In the research the authors used the data of four cored wells. Data of two of them were used as “learning”, the data of the remaining two were used as inputs for further analysis by MRGC. Before defining Hydraulic Flow Units the authors performed cross-validation analysis on Geolog software. It appeared that effective porosity, shale volume (Stieber II method) and caliper are the most suitable data for the input. After that, with the help of MRGC algorithm the authors defined five Hydraulic Flow Units. After the validation the authors accepted the applicability of the received data in further STOIP calculations and reservoir models.

The work of Akzhan Kassenov and Zhaslan Uzykanov (Kassenov, A., Uzykanov Z., 2016) comprises the description of the application Hydraulic Flow

Units concept to history matching of the simulation model of Tengiz oil field in Kazakhstan. The work is based on the data of 128 wells with total number of samples values of 6744. The optimal number of HFU was determined with the help of cumulative probability plot of Flow Zone Indicator – 4. The resulting data authors used in Petrel software and received more qualitative reservoir model than the previous one.

Amanat Ali Bhatti and colleagues (Bhatti A.A. et al, 2020) used the concept of Hydraulic Flow Units in combination with Electrofacies analysis on a clastic reservoir of Sawan gas field in Pakistan. After identifying of HFU with the help of Amaefule method the authors carried out Electrofacies analysis for additional comparison of the received values of porosity and permeability with core samples data. The results were accepted by authors as applicable for further research of the field.

Mohammed A. Abbas and Erfan M. Al Lawe in their work (Abbas, M.A., Lawe, E.M., 2020) compared cluster analysis methods with HFU concept to classify reservoir rock types. The work is based on core and wireline logging tool data of three wells which were drilled in clastic reservoir of Luhais oil field in Southern Iraq. To perform cluster analysis the authors used Ward method and k-mean method. To identify Hydraulic Flow Units was used graph analysis and cumulative probability function. All three techniques were executed in R-language — a statistical programming language. K-mean method was accepted as the most precise, while Hydraulic Flow Unit concept appeared to be the less precise.

N. S. Hashim with colleagues (Hashim, N.S. et al, 2017) while creating static model of carbonate reservoir F. in the middle East classified reservoir rocks in different ways, and one of them was HFU concept. To identify Hydraulic Flow Units Lorenz plot was made and seven flow units were defined. Based on thin sections data and core descriptions of the reference well, the relationship between lithofacies and Flow Zone Indicator was established. These data allowed to determine FZI values in other wells and download the results to 3D model.

Hasan A. Nooruddin and M. Enamul Hossain in 2011 (Nooruddin, H. A., Hossain, M.E., 2011) modified Kozeny-Carmen equation with the help of Archie equation. According to Wyllie and Rose (Wyllie, M.R.J., Rose, W.D., 1950) tortuosity of the pore channel τ equals the ratio of the particle path through pore channel L_a to the real length of the pore channel L :

$$\tau = \left(\frac{L_a}{L}\right)^2 \quad (1.7)$$

From the other side tortuosity also equals square of a product of formation factor and F and porosity φ :

$$\tau = (F \cdot \varphi)^2 \quad (1.8)$$

Further, Formation factor according to Archie equation (1942) [19] equals to the relationship:

$$F = \frac{a}{\varphi^m} \quad (1.9)$$

where a — lithology parameter, m — consolidation parameter. Substituting equation (1.9) to equation (1.8) results in:

$$\tau = \left(\frac{a}{\varphi^{m-1}}\right)^2 \quad (1.10)$$

Respectively, after substitution of the equation (1.10) to equation (1.1) the authors obtained modified Kozeny-Carmen equation:

$$k = \frac{\varphi_e^{2m+1}}{(1 - \varphi_e)^2} \left(\frac{1}{F_s a^2 S_{gv}^2} \right) \quad (1.11)$$

Thus, parameter m , which value can variate from 1 to 3, strongly influences on relationship (1.11). In compliance with it, equations (5) and (6) are modified too:

$$FZI_m = \left(\frac{1}{F_s a S_{gv}^2} \right) \quad (1.12)$$

$$RQI = FZI_m \cdot \varphi_z \cdot \varphi^{m-1} \quad (1.13)$$

where FZI_m — modified Flow Zone Indicator. The authors checked the validity of the equations above on various groups of core analysis data.

Further Hasan A. Nooruddin with colleagues (Nooruddin, H. et al 2011) applied mentioned the above Amaefule method to a carbonate reservoir, which is

situated in the eastern part of Saudi Arabia. The research is based on data of core analysis of ten wells. In previous petrophysical research consolidation parameter was estimated as $m=2$. From the same research six Electrofacies were identified. Seven Hydraulic Flow Units were defined with the help of cumulative probability function. Comparing the results of the calculations the authors noticed that within every electrofacie several number of Hydraulic Flow Units was present. Validation of the received data the authors performed through water saturation curves calculation in addition to the existing ones. At the end the authors make a conclusion that modified Amaefule method is more sensitive to porosity values and can be more accurate than the original method.

Abdallah Sokhal with colleagues (Sokhal, A. et al, 2016) in their work used the original Amaefule method to identify Hydraulic Flow Units in tight clastic reservoir of Hassi Tarfa oil field in Sahara. For defining flow units graphical clustering (cross-plot RQI (ϕ_z)), histogram analysis, cumulative probability function and Ward method were used. The last appeared to be the most accurate. For prediction of permeability values the algorithm based on fuzzy logic was used. For data validation core values of FZI and the predicted by the algorithm were plotted. Correlation coefficient was equal 0.976.

Liang Xiao with colleagues (Xiao, L. et al, 2013) presented the way of prediction of permeability values in tight heterogeneous clastic reservoirs of Huanghe Formation in the South-East China. The method includes a combination of HFU concept and Schlumberger Doll Research (SDR) equation for permeability estimation from NMR well logs. The work is based on 378 core samples, within which five Hydraulic Flow Units were identified (the authors used graphical clustering and cumulative probability function). Further the authors combined equations (3), (6) and SDR equation which resulted in a path of an estimation of HFU through NMR well log. However, the authors noticed that at the moment of the publication of the paper the allocation of SDR equation is restricted by permeability values of the considered reservoir at the interval 0.2 – 0.4 mD.